Deutscher Bundestag **Drucksache 18/8972**
18. Wahlperiode (zu Drucksache 18/8832)
28.06.2016

Unterrichtung

durch die Bundesregierung

Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2016)
– Drucksache 18/8832 –

Gegenäußerung der Bundesregierung zu der Stellungnahme des Bundesrates

Die Bundesregierung äußert sich zu der Stellungnahme des Bundesrates wie folgt:

Vorbemerkung

Die Bundesregierung hat am 8. Juni 2016 den Gesetzentwurf zur Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) vorgelegt, zu dem der Bundesrat bereits am 17. Juni 2016 Stellung genommen hat (Bundesrats-Drucksache 310/16 (Beschluss)). Die Bundesregierung dankt dem Bundesrat für dieses beschleunigte Verfahren und legt nachfolgend ihre Gegenäußerung zu dieser Stellungnahme vor.

Die Länder waren bei der Erarbeitung dieses Gesetzentwurfs eng eingebunden (z.B. in diversen Workshops, in einer eigenen Bund/Länder-Arbeitsgruppe und in der Plattform Strommarkt des Bundeswirtschaftsministeriums). Die Bundesregierung und die Länder haben ferner den Gesetzentwurf vor der Kabinettbefassung bei zwei Sitzungen der Ministerpräsidentenkonferenz am 12. und am 31. Mai 2016 intensiv erörtert. Hierbei wurde grundsätzlich Einvernehmen über das EEG 2016 erzielt. Dieses Einvernehmen stellt auch die Basis für die nachfolgende Gegenäußerung dar.

Im Übrigen lässt sich die Bundesregierung in der Gegenäußerung auch weiterhin von den wichtigsten Zielen der Novelle leiten: Mit der Novelle wird die Förderung erneuerbarer Energien von politisch festgesetzten Preisen auf wettbewerbliche Ausschreibungen umgestellt. Diese Umstellung ist in der Sache notwendig und außerdem durch die Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission vorgegeben. Sie wurde bereits im EEG 2014 gemeinsam zwischen Bund und Ländern beschlossen. Dieser Systemwechsel fußt auf folgenden Leitgedanken:

- Der Ausbaukorridor für erneuerbare Energien soll eingehalten werden. Er soll weder über- noch unterschritten werden. Eine Überschreitung soll dadurch ausgeschlossen werden, dass die Ausschreibungsmengen richtig festgelegt werden. Eine Unterschreitung soll dadurch verhindert werden, dass möglichst viele von den Projekten, die sich in den Ausschreibungen erfolgreich durchsetzen, auch realisiert werden. Leitend für das Ausschreibungsdesign ist daher auch die Erreichung einer hohen Realisierungsrate.
- Der weitere Ausbau erneuerbarer Energien muss – auch in Anbetracht der bisherigen Höhe der EEG-Umlage – kosteneffizient erfolgen. Strom aus erneuerbaren Energien soll nur in der Höhe vergütet werden, die

für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb erforderlich ist. Um dieses Ziel zu erreichen, muss in den Ausschreibungen ausreichend Wettbewerb bestehen. Bei Anlagen, deren Vergütung gesetzlich bestimmt ist, ist die Kosteneffizienz ebenfalls Leitschnur. Ein Anstieg der Förderkosten soll verhindert werden.

- Alle Akteure sollen faire Chancen in den Ausschreibungen haben, so dass die Akteursvielfalt gewahrt wird. Dies gilt sowohl für die verschiedenen Regionen in Deutschland als auch für die verschiedenen Akteursgruppen. Bürgerenergieprojekte können bei den Ausschreibungen von Wind an Land unter erleichterten Bedingungen teilnehmen.

Das EEG 2016 führt außerdem Instrumente ein, durch die der Ausbau der erneuerbaren Energien und der Netzausbau besser aufeinander abgestimmt werden. Bis die erforderlichen Übertragungsnetzkapazitäten zur Verfügung stehen, werden Maßnahmen ergriffen, um die Redispatchkosten zu begrenzen, die in den letzten Jahren deutlich angestiegen sind. Ungeachtet dessen haben sich Bund und Länder mehrfach – zuletzt auch in der Ministerpräsidentenkonferenz am 31. Mai 2016 – gemeinsam dafür ausgesprochen, den Netzausbau beschleunigt voranzubringen und Maßnahmen zu ergreifen, um die Redispatchkosten zu verringern.

Mit dem EEG 2014 wurde die Regelung der Eigenversorgung neu gefasst. In der Folge entfällt auf Eigenversorgung aus erneuerbaren Energien und hocheffizienter KWK eine EEG-Umlage von 40 Prozent. Für andere neue Eigenversorger besteht die volle EEG-Umlage-Pflicht. Bestehende Eigenversorgungsanlagen sind von der EEG-Umlage befreit. Hierdurch wurde die Finanzierungsbasis der EEG-Umlage erweitert. Die Bundesregierung möchte diese Regelung unverändert erhalten und setzt sich deshalb für eine Verlängerung der Genehmigung der Regelung zur Eigenversorgung des EEG 2014 bei der Europäischen Kommission ein. Die fachliche Diskussion mit der Europäischen Kommission zur Eigenversorgungsregelung hält derzeit noch an. Solange diese Gespräche nicht abgeschlossen sind, lehnt die Bundesregierung Änderungen ab. Sollte sich aufgrund einer Einigung mit der Europäischen Kommission Änderungsbedarf an der Eigenversorgungsregelung ergeben, wird dieser in einem späteren Gesetzgebungsverfahren, aber noch rechtzeitig vor dem Auslaufen der Befristung umgesetzt.

1. Zu Artikel 1 Nummer 3 (§ 3 Nummer 15 Buchstabe b,
Buchstabe c,
Buchstabe d – neu – EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 3 ist § 3 Nummer 15 wie folgt zu ändern:

a) Buchstabe b ist wie folgt zu fassen:

„b) bei der mindestens 51 Prozent der Stimmrechte bei natürlichen Personen liegen, die seit mindestens einem Jahr vor der Gebotsabgabe in der kreisfreien Stadt oder dem Landkreis, in der oder dem die geplante Windenergieanlage an Land errichtet werden soll, oder in einer Gemeinde, die an die Gemeinde, in der die geplante Windenergieanlage an Land errichtet werden soll, angrenzt, nach § 21 oder § 22 des Bundesmeldegesetzes mit ihrem Hauptwohnsitz gemeldet sind, und“

b) Buchstabe c ist wie folgt zu fassen:

„c) bei der kein Mitglied der Gesellschaft, soweit es sich um ein Unternehmen in mehrheitlich kommunaler Trägerschaft handelt, mehr als 24,9 Prozent der Stimmrechte an der Gesellschaft hält,“

c) Folgender Buchstabe d ist anzufügen:

„d) bei der kein sonstiges Mitglied der Gesellschaft mehr als 10 Prozent der Stimmrechte an der Gesellschaft hält,“

Begründung:

Die Bürgerenergie und der Erhalt der Akteursvielfalt haben sowohl bei der Windenergie als auch bei der PV eine besondere Bedeutung bei der Umsetzung der Energiewende.

Durch die Bürgerenergie können Akzeptanz und regionale Wertschöpfung vor Ort positiv entwickelt werden. Der bisherige Ausbau der erneuerbaren Energien basiert maßgeblich auf dem Engagement einer Vielzahl unterschiedlicher Akteure.

Vor diesem Hintergrund wird begrüßt, dass das EEG 2016 im Rahmen der geplanten Umstellung auf Ausschreibungen für die Windenergie Sonderregelungen für kleine Akteure und Bürgerenergieprojekte für erforderlich hält.

Die im EEG 2016 vorgesehene Definition einer „Bürgerenergiegesellschaft“, die an die regionale Verwurzelung der Gesellschafter anknüpft, wird als verbesserungswürdig angesehen. Zum einen sollte gewährleistet werden, dass Bürger, die in einer Nachbargemeinde zur Gemeinde mit den geplanten Windenergieanlagen leben, auch dann sich beteiligen können, wenn ihre Gemeinde nicht im selben Landkreis liegt. Dies wird durch die vorgeschlagene Änderung in § 3 Nummer 15 Buchstabe b sichergestellt. Auch sollten verbesserte Beteiligungsmöglichkeiten für Stadtwerke in kommunaler Trägerschaft geschaffen werden. In vielen Regionen sind diese die maßgeblichen Treiber für die Realisierung von Bürgerenergieanlagen und gewährleisten in vielen Fällen weitgehende Beteiligungsmöglichkeiten von Bürgern und tragen somit maßgeblich zu Akzeptanz und Zustimmung zu Windkraftprojekten bei.

Für diese Akteure sollte daher die Möglichkeit einer finanziellen Beteiligung von bis zu 24,9 Prozent geschaffen werden, um für die Finanzierung der Projekte auch solventere Akteure zu gewinnen.

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu.

Bei der Definition der Bürgerenergiegesellschaften wurde darauf geachtet, dass die Definition die schutzbedürftigen Akteure erfasst, administrierbar bleibt und die Umgehungs- und Missbrauchsmöglichkeiten gering sind.

Vor diesem Hintergrund sieht der Entwurf des EEG 2016 vor, dass kein Gesellschafter mehr als 10 Prozent der Stimmrechte an der Bürgerenergiegesellschaft halten darf. Diese Voraussetzung ist erforderlich, um die vielfältigen Umgehungsmöglichkeiten zu begrenzen. Zudem sollen nur Bürgerenergiegesellschaften privilegiert werden, die tatsächlich vor Ort breit in der Bevölkerung verankert sind.

Der Gesetzentwurf der Bundesregierung sieht daher ferner vor, dass mindestens 51 Prozent der Stimmrechtsanteile von Bürgern aus dem Landkreis, in dem die Windenergieanlage errichtet werden soll, gehalten werden. Nach dem Vorschlag des Bundesrats sollen auch Bürger aus den benachbarten Landkreisen einbezogen werden können, um diese Quote zu erfüllen. Dies erweitert den Kreis um Bürger, die nicht mehr vor Ort verankert sind. Eine solche Ausweitung des Kreises lehnt die Bundesregierung ab. Unabhängig davon steht es Bürgern aus benachbarten Landkreisen frei, sich ebenfalls an einem Projekt zu beteiligen. Es muss lediglich gewährleistet sein, dass mindestens 51 Prozent der Stimmrechtsanteile von Bürgern aus dem Landkreis, in dem die Windenergieanlage errichtet werden soll, gehalten werden.

Darüber hinaus soll durch die Beschränkung der Stimmrechte auf 10 Prozent pro Gesellschafter eine Dominanz von einzelnen Gesellschaftern in der Gesellschaft vermieden werden. Der Vorschlag des Bundesrats sieht zudem vor, dass kommunale Unternehmen sich an der Bürgerenergiegesellschaft mit bis zu 24,9 Prozent beteiligen dürfen. Zwar läge die vorgeschlagene Grenze von 24,9 Prozent für kommunale Unternehmen noch knapp unter einer Sperrminorität, aber durch die Erhöhung der Schwelle für die Stimmrechtsanteile würde sich die Möglichkeit eröffnen, dass wenige kommunale Unternehmen die Gesellschaft kontrollieren können. Zudem erhielten die kommunalen Unternehmen, die sich mit 24,9 Prozent an der Bürgerenergiegesellschaft beteiligen würden, eine dominierende Stellung, die dem Charakter einer reinen Bürgerenergiegesellschaft widersprechen würde. Auch könnte eine Privilegierung kommunaler Unternehmen unter wettbewerbs- und beihilfenrechtlichen Gesichtspunkten problematisch sein.

2. Zu Artikel 1 Nummer 3 (§ 3 Nummer 19 EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 3 sind in § 3 Nummer 19 nach den Wörtern „und diese Person“ die Wörter „den Strom aus der PV-Anlage eines Dritten bezieht oder“ einzufügen.

Begründung:

Der vorliegende Gesetzentwurf bietet PV-Mieterstrommodellen keine wirtschaftliche Perspektive. Dabei ist die Erhebung der vollen EEG-Umlage im EEG ein wesentliches Hemmnis.

PV-Mieterstrommodelle können als vor-Ort-Produkt die Akteursvielfalt auf der Angebotsseite fördern. So können PV-Mieterstrommodelle das Angebotsportfolio von Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Energiedienstleistern erweitern. PV-Mieterstrommodelle bieten auch neuen Anbietern (beispielsweise Energiegenossenschaften und Wohnungsbaugesellschaften) eine Chance, sich auf dem Energiemarkt einzubringen.

Zudem erhalten auch Mieterinnen und Mieter die Möglichkeit, an der Energiewende teilzuhaben. Mit diesen Geschäftsmodellen würde die vielfach diskutierte soziale Schieflage und Entsolidarisierung zwischen Eigentümern als Profiteuren der erneuerbaren Energien und Mietern entschärft.

PV-Mieterstrommodelle tragen schließlich zur Systemintegration bei, indem die Erzeugung des PV-Stroms stärker am Bedarf ausgerichtet wird. Die dezentrale Abstimmung zwischen Erzeugung und Nachfrage ist aufgrund der besser verfügbaren Informationen leichter erreichbar als in einem zentralen Markt. Die Nutzung vor Ort erzeugten Stroms liefert Verbrauchern beziehungsweise Verbrauchergemeinschaften einen ökonomischen Anreiz, durch Lastverschiebungen ihr System so zu optimieren, dass eine möglichst hohe Harmonisierung von Erzeugung und Verbrauch vor Ort erreicht wird. Dadurch gleichen sich Angebot und Nachfrage an, was zur Entlastung der Netze führt, deren Ausbaubedarf verringert und die Systemintegration fluktuierender erneuerbarer Energien fördert.

Um PV-Mieterstrommodellen eine wirtschaftliche Perspektive zu geben, muss in § 3 EEG 2016 der Verbrauch von Strom aus PV-Anlagen Dritter im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang dem Eigenverbrauch gleichgestellt werden und damit der Strom aus der PV-Anlage teilweise von der EEG-Umlage befreit werden.

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu.

Wenn Mieter für PV-Strom, den sie von ihrem Vermieter beziehen, nur noch 40 Prozent der EEG-Umlage zahlen, steigt im Gegenzug die EEG-Umlage für die anderen Stromverbraucher – insbesondere auch für alle Mieter, deren Vermieter ihnen diese Möglichkeit nicht bieten. Dies würde die bestehenden Probleme bei der angemessenen Verteilung der Kosten der Förderung der erneuerbaren Energien verschärfen.

Es ist keine Rechtfertigung ersichtlich, warum Mieter und andere Stromverbraucher, die kein Mieterstrommodell nutzen können, künftig mehr EEG-Umlage zahlen sollen, damit diejenigen Mieter, die ein solches Modell nutzen können, weniger EEG-Umlage zahlen.

Darüber hinaus sind die größten Nutznießer eines PV-Mieterstrommodells nicht die Mieter, sondern die Vermieter. Diese sind Eigentümer der PV-Anlage und bestimmen den Strompreis, den ihre Mieter für Strom aus der PV-Anlage zahlen. Im Zweifel setzt ein Vermieter den Strompreis gerade so hoch, dass Mieter geneigt sind, auf einen Fremdbezug zu verzichten. Die restliche Projektrendite streicht der Vermieter ein. Diese Rendite steigt an, wenn sich der Strompreis für den Fremdbezug – auch aufgrund einer allgemein höheren EEG-Umlage durch Mieterstrommodelle – erhöht.

Bei der Lieferung von Strom aus erneuerbaren Energien an Letztverbraucher sollte daher nicht unterschieden werden, ob der Letztverbraucher Mieter des Lieferanten ist oder nicht.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Die Last muss gleichmäßig auf möglichst viele Schultern verteilt werden, damit die einzelne Schulter jeweils möglichst wenig Last trägt. Nur eine breite Umlagebasis kann gewährleisten, dass sich die Kosten für alle Stromverbraucher im Rahmen halten und so die Akzeptanz für die Energiewende auf breiter Ebene erhalten bleibt.

3. <u>Zu Artikel 1 Nummer 3 (§ 3 Nummer 33 EEG 2016)</u>

In Artikel 1 Nummer 3 sind in § 3 Nummer 33 nach dem Wort „verbraucht," die Wörter „also diese Energie nicht nach erfolgter Zwischenspeicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Speicher wieder ausspeist," einzufügen.

<u>Begründung:</u>

Damit soll klargestellt werden, dass die Zwischenspeicherung keinen Letztverbrauch darstellt. Es sollen die Doppelbelastungen für die bloße Zwischenspeicherung von Energie vermieden werden. Mit der Erweiterung wird der Bundesrats-Beschluss Drucksache 542/15 (B) vom 18. Dezember 2015 zum Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) aufgegriffen.

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu. Nach ihrer Auffassung ist die Regelung nicht erforderlich. § 61a EEG 2016 benennt bereits Ausnahmen von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage. In

sachgerechtem Umfang ist hiervon auch Strom umfasst, der zum Zweck der Zwischenspeicherung dem Stromsystem entnommen wird.

4. Zu Artikel 1 Nummer 3 (§ 3 Nummer 43a – neu – EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 3 ist in § 3 nach Nummer 43 folgende Nummer 43a einzufügen:

„43a. Stromerzeugungsanlage jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom; Teil der Stromerzeugungsanlage sind alle baulichen und technischen Einrichtungen, deren Zusammenwirken zur Stromerzeugung notwendig ist,“

Begründung:

Das Gesetz verwendet an wesentlichen Stellen, insbesondere bei der Definition der „Eigenversorgung“ in § 3 Nummer 19 EEG-E 2016 und bei den Regelungen in § 61 EEG 2014 zur Umlage für Letztverbraucher und Eigenversorger, den Begriff der „Stromerzeugungsanlage“, ohne dass dieser im Gesetzestext konkret definiert wäre. Dies führt dazu, dass die Bestimmung dieses für die Beurteilung der EEG-Umlagepflicht und damit für die Frage der Rentabilität von Investitionen maßgeblichen Begriffs erst im weiteren Verlauf der Gesetzesanwendung durch die Netzbetreiber – und unter Umständen erst durch die Gerichte – zu erwarten ist.

Daraus ergeben sich Innovations- und Investitionshemmnisse, z. B. in der Entwicklung innovativer Verfahren zur Effizienzsteigerung von industriellen Produktionsprozessen, weil die Frage der Belastung mit der EEG-Umlage regelmäßig ein investitionsentscheidender Kostenfaktor ist, der nach Möglichkeit bereits im Planungsstadium rechtssicher beurteilt werden muss. Da auch in anderen Bereichen der Energiewende tätige Unternehmen in hohem Maße auf Planungs- und Rechtssicherheit angewiesen sind, sollte eine Konkretisierung der für Investitionsentscheidungen wesentlichen Begriffe (hier „Stromerzeugungsanlage“) nach Möglichkeit bereits im Gesetzestext erfolgen.

Der zu diesem Punkt von der Bundesnetzagentur in der Konsultationsfassung des Leitfadens zur Eigenversorgung (im Folgenden: der „Leitfaden“) eingeschlagene Weg, als Stromerzeugungsanlage „im Ergebnis die Einrichtung anzusehen, in der elektrische Energie unabhängig vom eingesetzten Energieträger unmittelbar erzeugt wird“, so dass „der einzelne Generator als bestimmendes Element einer Stromerzeugungsanlage anzusehen“ sei (Seite 18 des Leitfadens), ist nicht überzeugend. Dieser Ansatz führt im Ergebnis zu einer Verengung des Begriffs der Stromerzeugungsanlage auf den Generator, die völlig der natürlichen Wortbedeutung zuwiderläuft.

Darüber hinaus steht er im Widerspruch zu dem nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs (Urteil vom 04.11.2015 – VIII ZR 244/14, Urteil vom 23.10.2013 – VIII ZR 262/12) zu § 3 Nummer 1 Satz 1 EEG 2009 geltenden weiten Anlagenbegriff. Dieser weite Anlagenbegriff soll, wie sich aus der Sonderbestimmung zu Solaranlagen in § 3 Nummer 1 EEG-E 2016 und der dazu gegebenen Begründung ergibt, auch unter der Geltung des EEG 2016 beibehalten werden.

Es sollte deshalb eine Klarstellung in das EEG 2016 aufgenommen werden, aus der sich ergibt, dass der Begriff der „Stromerzeugungsanlage“ sich von dem Begriff der „Anlage“ in § 3 Nummer 1 EEG-E 2016 letztlich nur darin unterscheidet, dass eine „Stromerzeugungsanlage“ auch dann gegeben ist, wenn die elektrische Energie aus anderen Quellen als aus erneuerbaren Energien oder Grubengas gewonnen wird. Textlich sollte dabei auf die vom Bundesgerichtshof zugrunde gelegte Definition des Anlagenbegriffs zurückgegriffen werden, wonach unter einer Anlage die Gesamtheit aller funktional zusammengehörenden technisch und baulich notwendigen Einrichtungen zu verstehen ist, die nach dem betrieblichen Gesamtkonzept der Stromerzeugung dienen.

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu.

Die Bundesregierung hat im EEG 2014 bewusst den Begriff der Stromerzeugungsanlage gewählt und in der Gesetzesbegründung ausgeführt, dass dieser nicht mit dem Anlagenbegriff identisch ist.

Ein weiter Anlagenbegriff hätte im Bereich der Eigenversorgung viele negative Auswirkungen. Insbeson-

dere würde er ein relevantes Investitionshindernis darstellen. Die Einführung eines weiten Stromerzeugungsanlagenbegriffs würde die Gefahr bergen, dass der Zubau einer neuen Anlage zu Bestandsanlagen, die nach dem weiten Begriff zusammenzufassen wären, stets als Modernisierung aller verklammerten Anlagen gesehen wird. Dies wäre z.B. in allen Fällen problematisch, in denen mit der neuen Anlage die Schwelle einer Leistungssteigerung um 30 Prozent überschritten wird. Dann verlören alle nach dem weiten Anlagenbegriff verklammerten Anlagen ihren Bestandsschutz. Zum Beispiel im Bereich von Klärgas würde dies ein erhebliches Problem darstellen.

Im Übrigen lehnt die Bundesregierung zu diesem Zeitpunkt Änderungen an der Eigenversorgungsregelung aus den bereits in der Vorbemerkung genannten Gründen ab.

5. Zu Artikel 1 Nummer 6 (§ 19 Absatz 2 EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 6 ist § 19 Absatz 2 wie folgt zu fassen:

„(2) Der Anspruch nach Absatz 1 besteht nur, soweit der Anlagenbetreiber für den Strom kein vermiedenes Netzentgelt nach § 18 Absatz 1 Satz 1 der Stromnetzentgeltverordnung in Anspruch nimmt.“

Begründung:

Bislang ermöglicht die Regelung nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 StromStG, dass Strom befreit ist, der aus Anlagen bis 2 Megawatt vom Erzeuger im räumlichen Zusammenhang direkt an Letztverbraucher geliefert wird. Durch den Absatz 2 Nummer 2 im Entwurf zu § 19 EEG 2016 soll der Strom zukünftig nicht mehr gleichzeitig von der Stromsteuer befreit werden können.

Es gibt eine Vielzahl von dezentralen Versorgungskonzepten mit Strom aus Erneuerbaren Energien, die im Vertrauen auf die Vergütung bzw. Förderung nach dem EEG und die Stromsteuerbefreiung aus § 9 Absatz 1 Nummer 1 und Nummer 3 StromStG geplant und realisiert worden sind. Durch eine Änderung der bisherigen Gesetzeslage wäre eine Vielzahl von Investitionsentscheidungen betroffen. Damit drohen dezentralen Vermarktungskonzepten die Unwirtschaftlichkeit.

Mit der Streichung der Neuformulierung des Absatzes 2 in § 19 wird die bisherige Regelung im EEG 2014 beibehalten.

Im Gesetzentwurf wird zur Begründung ausgeführt, dass eine Überförderung nach den Vorgaben der Kommission aus der beihilferechtlichen Genehmigung zum EEG 2014 unzulässig ist. Dagegen stehen die folgenden Argumente:

– Nach Auffassung der Bundesregierung stellt das EEG keine Beihilfe dar.
– Steuerbefreiungen aus § 9 Absatz 1 StromStG sind Bestandteil des in der Europäischen Gemeinschaft harmonisierten Verbrauchssteuersystems und beruhen auf den Vorgaben der Richtlinie 2003/96/EG, insbesondere Erwägungsgrund 25, Artikel 15 Absatz 1 Buchstabe B) und Artikel 21 Absatz 5.
– Mit Schreiben der Kommission vom 9. März 2000 (Staatliche Beihilfe Nummer N 575/A/99) wurde festgestellt, dass die Steuerbefreiung für Anlagen bis 2 MW keine Beihilfe darstellt.
– Mit der bisherigen Regelung erhalten die Betreiber die Möglichkeit, Kunden mit räumlicher Nähe zum Windpark von der Stromsteuer zu befreien. Dies trägt zur Akzeptanz der Erneuerbaren Energien im ländlichen Raum bei.

Fazit: Eine Kumulierung beihilferechtsrelevanter Forderungen scheidet daher aus diesen Gründen aus.

Mit dem Vorschlag wird der Bundesrats-Beschluss Drucksache 542/15 (B) vom 18. Dezember 2015 zum Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) umgesetzt.

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu.

§ 19 Absatz 2 EEG 2016 entspricht inhaltlich § 19 Absatz 1a, der durch das Strommarktgesetz (Bundesrats-Drucksache 542/15), das am 23. Juni vom Bundestag beschlossen wurde, ins EEG 2014 eingefügt werden soll. Die Regelung ist vor dem Hintergrund des beihilfenrechtlichen Kumulierungsverbots erforderlich.

Die Argumente des Bundesrats überzeugen nicht. Zwar vertritt die Bundesregierung in der Tat die Auffassung, dass das EEG keine staatliche Beihilfe darstellt. Dies ist jedoch von der Europäischen Kommission

in ihrem Beschluss zum EEG 2012 abgelehnt worden. Auch in ihrer Entscheidung zum EEG 2014 hat die Europäische Kommission festgestellt, dass das EEG eine Beihilfe im Sinne des Artikel 107 AEUV darstellt. Schließlich hat das Gericht der Europäischen Union am 10. Mai 2016 geurteilt, dass die oben genannte Bewertung der Europäischen Kommission zum beihilfenrechtlichen Charakter des EEG zu Recht erfolgte. Ob der Europäische Gerichtshof dies anders beurteilen wird, wird sich erst im Rechtsmittelverfahren zeigen.

Zwar sind Steuerbefreiungen nach § 9 Absatz 1 StromStG Bestandteil des in der Europäischen Gemeinschaft harmonisierten Verbrauchssteuersystems. Dies ändert aber nichts an der Notwendigkeit einer beihilfenrechtrechtskonformen Lösung im Gesetz.

Angesichts der stetigen Ausweitung des Beihilfebegriffs durch die Fallpraxis der Europäischen Kommission und der Rechtsprechung der europäischen Gerichte in den letzten Jahren ist schon allein aufgrund des juristischen Vorsichtsprinzips ein 16 Jahre altes Schreiben der Kommission keine belastbare Grundlage für die Energiewirtschaft. Außerdem gehen die Formulierung und der Anwendungsbereich der Stromsteuerbefreiung für Kleinanlagen über die der Kommission seinerzeit zur Prüfung vorgelegte Regelung hinaus.

Nach Überzeugung der Bundesregierung hängt die Akzeptanz der erneuerbaren Energien im ländlichen Raum nicht von der vorliegenden Regelung ab. Somit ist die vorgesehene Regelung nötig, um die Genehmigung der EU-Kommission für das EEG 2014 einzuhalten.

6. <u>Zu Artikel 1 Nummer 6 (§ 22 Absatz 2 Satz 2 Nummer 3 EEG 2016)</u>

In Artikel Nummer 6 ist § 22 Absatz 2 Satz 2 Nummer 3 wie folgt zu fassen:

„3. Prototypen sowie Forschungswindenergieanlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt bis zu 125 Megawatt pro Jahr.“

<u>Folgeänderung:</u>

In Artikel 1 Nummer 3 ist in § 3 nach Nummer 22 folgende Nummer 22a einzufügen:

„22a. Forschungswindenergieanlage ist jede Anlage, die ausschließlich zur wissenschaftlichen Forschung an der Anlage durch Hochschulen und außeruniversitären Forschungseinrichtungen genutzt und betrieben wird und deren Erlöse aus diesem Gesetz ausschließlich für wissenschaftliche Forschungen an der Anlage eingesetzt werden.

Über das Vorliegen der Voraussetzungen sind entsprechende Nachweise zu führen.“

<u>Begründung:</u>

Bei Forschungswindenergieanlagen handelt es sich i. d. R. um am Markt verfügbare Windenergieanlagen, die forschungstechnisch – d. h. durch eine sehr intensive Instrumentierung und / oder gezielte Umbauten – ertüchtigt sind, mit einer Leistung oberhalb der Bagatellgrenze von 750 kW. Sie wären auf Grund des Betriebs zu Forschungszwecken – d. h. erhöhte Stillstandszeiten für experimentelle Um- und Anbauten – in Ausschreibungen gegenüber rein kommerziell betriebenen Windenergieanlagen nicht konkurrenzfähig. Um den Betrieb von Forschungswindenergieanlagen und damit verbunden eine bedeutende Innovationsmöglichkeit zu erhalten, sollten Forschungswindenergieanlagen ebenso wie Prototypen von der Ausschreibungspflicht befreit werden.

Jährlich werden bislang nur sehr wenige (einstelliger Bereich) Forschungswindenergieanlagen errichtet, so dass ein messbarer Effekt auf die EEG-Umlage vernachlässigt werden kann.

Forschungswindenergieanlagen sind im Gesetzentwurf nicht definiert. Die Definition ist jedoch erforderlich, weil Forschungswindenergieanlagen ebenso wie Prototypen von dem Zwang der Ausschreibung befreit werden müssen.

Zur Definition von Forschungswindenergieanlagen soll der Besitz / Betrieb durch öffentliche Forschungseinrichtungen (Universitäten, Fachhochschulen, Fraunhofer-Gesellschaft, Helmholtz-Gemeinschaft) als Voraussetzung gelten, die die Anlagen ohne Gewinnerzielungsabsicht betreiben müssen. So wird verhindert, dass Windenergieanlagen nur scheinbar der Forschung dienen und rein kommerziell betrieben werden.

Die Bundesregierung prüft, ob Forschungsanlagen in die Definition von Protototypen von Wind an Land aufgenommen werden können und ob im WindSeeG perspektivisch die Errichtung von Prototypen auch außerhalb kommerzieller Windparks ermöglicht werden sollte. Die Bundesregierung wird gegebenenfalls im weiteren Verfahren entsprechende Regelungsvorschläge vorlegen.

Die konkret vom Bundesrat vorgelegte Definition des Begriffs Forschungswindenergieanlage ist problematisch. Ausnahmen von der Ausschreibung müssen mit den Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien der Europäischen Kommission vereinbar sein. Diese erlauben es, Demonstrationsvorhaben von der Ausschreibung auszunehmen. Demonstrationsvorhaben sind Vorhaben zur Demonstration einer neuen Technologie, die eine wesentliche, weit über den Stand der Technik hinaus gehende Innovation darstellt. Die mit dem Antrag vorgeschlagene Definition hat keinen Bezug zu einem möglichen Demonstrationscharakter, sondern stellt allein auf die Eigenschaft der Betreiber als Forschungseinrichtung ab. Deshalb bestehen Zweifel, ob die vom Bundesrat vorgeschlagene Definition mit dem Beihilfenrecht vereinbar ist.

7. Zu Artikel 1 Nummer 6 (§ 24 Absatz 1 Satz 4 – neu – EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 6 ist dem § 24 Absatz 1 folgender Satz 4 anzufügen:

„Abweichend von Satz 1 werden Solaranlagen, die sich zwar auf demselben Grundstück oder in unmittelbarer räumlicher Nähe, aber auf verschiedenen Wohngebäuden oder öffentlichen Gebäuden befinden, nicht zusammengefasst."

Begründung:

Mit dieser ergänzenden Ausnahmeregelung können zukünftig weiterhin Mieterstrommodelle mit PV-Anlagen realisiert werden.

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu.

Durch den Gesetzentwurf werden die Rahmenbedingungen für PV-Mieterstrommodelle gegenüber dem EEG 2014 nicht geändert. Die Regelungen zur Anlagenzusammenfassung nach § 24 Absatz 1 EEG 2016 betreffen nur die Frage, wie hoch der Vergütungsanspruch einer PV-Anlage ist, ob die Anlage an Ausschreibungen teilnehmen muss oder nicht und ob die Anlage direktvermarkten muss oder eine feste Einspeisevergütung in Anspruch nehmen kann. All dies ist nur relevant für Strom, der ins Netz eingespeist wird. Strom, den ein Vermieter aus seiner PV-Anlage an seiner Mieter liefert – und gerade nicht ins Netz einspeist –, ist von diesen Regelungen hingegen nicht betroffen.

Im Übrigen wird zu PV-Mieterstrommodellen auf die Stellungnahme zu Nummer 2 verwiesen.

8. Zu Artikel 1 Nummer 6 und 12 Buchstabe b Doppelbuchstabe aa, bb und cc – neu – (§ 27a Satz 1 und Absatz 2 – neu – sowie § 61 Absatz 2 Nummer 5 EEG 2016)

Artikel 1 ist wie folgt zu ändern:

a) In Nummer 6 ist § 27a wie folgt zu ändern:

   aa) In Satz 1 ist das Wort „gesamten" zu streichen.

   bb) Folgender Absatz 2 ist anzufügen:

   „(2) Macht der Betreiber der Anlage während des Zeitraums, in dem er Anspruch auf Zahlungen nach diesem Gesetz hat, von der Regelung nach § 61 Absatz 2 Nummer 5 Gebrauch, so verlängert sich der Zahlungszeitraum nach § 25 nicht."

b) In Nummer 12 ist Buchstabe b wie folgt zu ändern:

   aa) In Doppelbuchstabe aa sind nach den Wörtern ‚in Anspruch nimmt" ersetzt' die Wörter ‚und das Wort „oder" gestrichen' einzufügen.

   bb) In Doppelbuchstabe bb sind nach den Wörtern ‚durch die Angabe „24" ' die Wörter ‚und der abschließende Punkt durch das Wort „, oder" ' einzufügen.

cc) Folgender Doppelbuchstabe cc ist anzufügen:

‚cc) Folgende Nummer 5 wird angefügt:

„5. wenn der Eigenversorger Strom aus einer Anlage nach § 3 Nummer 1 bezieht, die Anlage gem. § 22 Absatz 1 an der wettbewerblichen Bestimmung der Marktprämie teilnehmen müsste und für die gesamte Strommenge keine Vergütung nach § 19 in Anspruch genommen wird.“ ‘

Begründung:

Durch diese Regelung haben die Anlagenbetreiber die Möglichkeit, auch zu einem späteren Zeitpunkt von der Regelung zum Eigenverbrauch Gebrauch zu machen. Dabei ist die Klarstellung wichtig, dass sich der Zeitraum des Zahlungsanspruchs, welchen er durch die Ausschreibung erlangt hat, nicht verlängert.

Eigenversorgungskonzepte können gemäß § 27a nicht an Ausschreibungen teilnehmen. Dennoch entstehen insbesondere im industriellen Bereich sinnvolle Eigenversorgungskonzepte, denen zukünftig Raum verschafft werden sollte. Diese Konzepte sollen keine Förderung durch die Marktprämie oder Einspeisevergütung erhalten, im Gegenzug jedoch auch keine EEG-Umlage zahlen müssen, um diese Konzepte wirtschaftlich gestaltbar zu machen.

Dafür ist in § 27a eine Änderung in Absatz 1 vorzunehmen und ein neuer Absatz 2 einzufügen.

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu.

Die vom Bundesrat vorgeschlagene Regelung würde dazu führen, dass Anlagenbetreiber, deren Zahlungsanspruch von der erfolgreichen Teilnahme an einer Ausschreibung abhängt, frei zwischen der Inanspruchnahme einer Marktprämie im Rahmen der Ausschreibung und einer Eigenversorgung unter Befreiung von der EEG-Umlage wählen können.

Die Zulassung der Eigenversorgung im Rahmen einer Ausschreibung wird von der Bundesregierung als sehr problematisch angesehen: Wenn ein Anlagenbetreiber seinen Solarstrom einspeist, erhält er eine Förderung von derzeit ca. 11 – 13 Cent/kWh. Verbraucht er hingegen den Strom selbst, senkt er damit seinen Strombezug und spart damit deutlich höhere Kosten ein. Der Strompreis beträgt für Haushaltskunden rund 25 Cent/kWh, im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen rund 17 Cent/kWh. Damit stellt sich die Eigenversorgung für den Anlagenbetreiber um bis zu 14 Cent/kWh günstiger dar. Diese Differenz ergibt sich daraus, dass die Eigenversorgung von den Netzentgelten in Höhe von rund 6 Cent/kWh, der Stromsteuer in Höhe von 2,05 Cent/kWh und teilweise von der EEG-Umlage in Höhe von rund 3,8 Cent/kWh befreit ist.

Bieter würden in der Ausschreibung die finanziellen Vorteile aus der Eigenversorgung (insbesondere durch Privilegien bei Umlagen und Abgaben) in ihr Gebot einkalkulieren, um möglichst niedrige Gebote abzugeben, während die Kosten an anderer Stelle entstehen. In der Konsequenz würde der Wettbewerb im Rahmen der Ausschreibung stark verzerrt.

Diese Wettbewerbsverzerrung ist umso größer, je höher der finanzielle Vorteil der Eigenversorgung ist, also je höher die Strombezugskosten sind, die durch die Eigenversorgung eingespart werden. Damit würde ein Anreiz geschaffen, vorrangig Anlagen mit hohen Eigenversorgungsanteilen in Betrieben mit hohen Strombezugskosten zu realisieren, auch wenn dies energiewirtschaftlich nicht sinnvoll und anlagenseitig nicht kosteneffizient ist.

Im Ergebnis führt also die Wettbewerbsverzerrung dazu, dass sich Einspeiseanlagen nicht gegen Eigenversorgungsanlagen durchsetzen können. Diese Wettbewerbsverzerrung lässt sich auch nicht innerhalb des Ausschreibungsdesigns ausgleichen, weil sowohl die Eigenversorgungsanteile wie auch die Strompreise, wie oben dargestellt, zwischen den Nutzergruppen stark schwanken.

Im Übrigen wird zur Eigenversorgung auf die Vorbemerkung verwiesen.

9. Zu Artikel 1 Nummer 6 (§ 28 Absatz 7 – neu – EEG 2016)

In Artikel 1 ist dem § 28 folgender Absatz 7 anzufügen:

„(7) Das Ausschreibungsvolumen nach § 28 Absatz 1 bis 3 erhöht sich für den jeweils nächsten Gebotstermin um die bezuschlagte Gebotsmenge, die seit dem vorangegangenen Gebotstermin aufgrund von Nichtrealisierung nach § 35a entwertet worden ist.“

Begründung:

Nicht realisierte Projekte müssen in ihrer Menge wieder dem zur Verfügung stehenden Ausbauvolumen zugeschlagen werden.

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu.

Mit den Ausschreibungen wird eine Mengensteuerung etabliert, mit der zukünftig der Ausbaukorridor für die erneuerbaren Energien von 40 bis 45% Anteil am Bruttostromverbrauch bis 2025 eingehalten werden soll. Da die Erreichung einer hohen Realisierungsrate leitend für die Ausgestaltung des Ausschreibungsdesigns war, hält die Bundesregierung eine Unterschreitung des Ausbaukorridors für nicht wahrscheinlich. Dieser Grundgedanke spiegelt sich in den finanziellen und materiellen Präqualifikationsanforderungen wider, die bei den einzelnen Technologien eine hohe Realisierungsrate gewährleisten. Beispielsweise wird bei Windenergie an Land neben einer finanziellen Sicherheit als materielle Präqualifikationsbedingung grundsätzlich eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz verlangt (sog. „späte Ausschreibung"). Bei einer solchen späten Ausschreibung sind die wesentlichen Realisierungsrisiken, die im Planungs- und Genehmigungsprozess liegen, nicht mehr relevant und es kann von der Realisierung der Anlagen ausgegangen werden. Ebenso enthalten die Ausschreibungsdesigns für Photovoltaik und Biomasse Teilnahmebedingungen, die zu einer hohen Realisierungsrate führen. Bei Biomasse kommt hinzu, dass die Ausschreibung auch Bestandsanlagen adressiert, bei denen das Risiko der Nicht-Realisierung nochmals deutlich geringer ist.

Im Ergebnis sorgt das Ausschreibungsdesign daher für eine hohe Realisierungsrate, so dass der Ausbaukorridor für die erneuerbaren Energien eingehalten wird. Dies gilt auch dann, wenn eine geringe Menge der bezuschlagten Projekte nicht realisiert werden sollte. Sollte – entgegen der Erwartung der Bundesregierung – eine größere Menge der bezuschlagten Projekte nicht realisiert werden, wird dies aufgrund der Realisierungsfristen ohnehin erst mit einem gewissen Zeitverzug sichtbar werden. Bei Windenergie an Land beträgt die Realisierungsfrist beispielsweise 30 Monate, d.h. die Nicht-Realisierungsrate der ersten Ausschreibungsrunden ist erst Ende 2019 bzw. Anfang 2020 bekannt. Sofern wider Erwarten eine große Anzahl von Projekten nicht realisiert werden sollte, wird die Bundesregierung die Gründe evaluieren und dementsprechend reagieren.

10. Zu Artikel 1 Nummer 6 (§ 36c Absatz 1, Absatz 2 Satz 1 und Absatz 3 EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 6 ist § 36c wie folgt zu ändern:

a) In der Überschrift ist das Wort „Netzausbaugebiet" durch das Wort „Netzengpassgebiet" zu ersetzen.

b) Absatz 1 ist wie folgt zu fassen:

„(1) Der weitere Zubau von Windenergieanlagen an Land soll in dem Gebiet, in dem zu erwarten ist, dass in den nächsten drei bis fünf Jahren in erheblichem Umfang die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen abgeregelt werden muss (Netzengpassgebiet), gesteuert werden."

c) In Absatz 2 Satz 1 ist das Wort „Netzausbaugebiet" durch das Wort „Netzengpassgebiet" zu ersetzen.

d) Absatz 3 ist wie folgt zu fassen:

„(3) Bei der Festlegung des Netzengpassgebiets werden folgende Kriterien berücksichtigt:

1. das Netzengpassgebiet darf ausschließlich solche Regionen erfassen, in denen in den nächsten drei bis fünf Jahren aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz Abregelungen von Windenergieanlagen an Land in erheblichem Umfang erforderlich sein werden,
2. das Netzengpassgebiet soll räumlich zusammenhängende Flächen, höchstens aber 20 Prozent der Bundesfläche erfassen,

3. das Netzengpassgebiet muss netzgebietsscharf oder landkreisscharf festgelegt werden.“

Als Folge ist

in den Absätzen 4, 5 und 6 jeweils das Wort „Netzausbaugebiet“ durch das Wort „Netzengpassgebiet“ zu ersetzen.

Begründung:

Die Problematik der zunehmenden, kostentreibenden Abregelungen von Onshore-Windenergieanlagen in Norddeutschland war Auslöser für die kurzfristige Aufnahme der Regelung zur Einrichtung eines Netzengpass- bzw. Netzausbaugebiets in den Gesetzentwurf des EEG. Der Gesetzgeber verfolgt mit deren Einrichtung das Ziel, den Ausbau der erneuerbaren Energien im Norden auf ein netzverträgliches Maß zu begrenzen, solange die Netze noch nicht bedarfsgerecht ausgebaut sind.

Die Regelung zur Einrichtung eines Netzausbaugebiets nach dem Gesetzentwurf ist allerdings nicht geeignet, dieser Problematik wirksam zu begegnen. Vielmehr lässt sie die eigentliche Problematik, nämlich die entschädigungspflichtigen Abregelungen von Onshore-Windenergieanlagen in Norddeutschland, völlig unberücksichtigt.

Einzig sachgerecht ist es, auf die zu erwartenden Abregelungen von Windenergieanlagen abzustellen, die von den Übertragungsnetzbetreibern in ihrer Systemanalyse prognostiziert werden. Die vorgeschlagene Regelung setzt daher an den Ursachen an und ist somit, anders als der Gesetzentwurf, geeignet, das von der Bundesregierung selbst gesteckte Ziel zu erreichen.

Bei Umsetzung ist die Notwendigkeit von weiteren Folgeänderungen zu prüfen.

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu.

Der Antrag zielt darauf ab, die Festlegung des Netzengpassgebiets ausschließlich daran zu orientieren, in welchen Regionen in den nächsten Jahren voraussichtlich Windenergieanlagen schwerpunktmäßig an Land abgeregelt werden. Dieses Kriterium ist in § 36c Absatz 3 Nummer 3 Buchstabe c EEG 2016 bereits enthalten. Eine Orientierung allein an diesem Kriterium greift jedoch zu kurz. Weitere relevante Kriterien sind vor allem die Belastung der betroffenen Teile des Übertragungsnetzes, aber auch die voraussichtliche Entlastung des Übertragungsnetzes durch Maßnahmen nach § 13 Absatz 6a EnWG („Nutzen statt Abregeln“). Für ein effektives Instrument zur besseren Synchronisierung zwischen dem Ausbau der erneuerbaren Energien und dem Netzausbau müssen diese Kriterien ebenfalls berücksichtigt werden.

11. Zu Artikel 1 Nummer 6 (§ 36e Absatz 2 – neu – EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 6 ist § 36e Absatz 2 wie folgt zu fassen:

„(2) Im Falle einer Drittanfechtung der Genehmigung verlängert sich die Gültigkeit des Zuschlags um die tatsächliche Dauer des Rechtsmittelverfahrens aller Instanzen. In dieser Zeit wird keine Pönale fällig. Bei Abschluss des Rechtsmittelverfahrens erlischt der Zuschlag unmittelbar bei Aufhebung der Genehmigung pönalenfrei; bei Fortbestand der Genehmigung beträgt die Realisierungsfrist 24 Monate.“

Folgeänderung:

In Artikel 1 Nummer 6 ist dem § 36i folgender Satz anzufügen:

„Im Falle einer Verlängerung nach § 36e Absatz 2 Satz 1 beginnt der Zeitraum des Zahlungsanspruchs ab Inbetriebnahme der Anlage.“

Begründung:

Die vorgeschlagene Änderung ist notwendig, um einen sicheren Schutz vor Klagen zu gewährleisten. Ein „Blockieren“ von anderen Projekten durch die Verlängerung des Zuschlags für beklagte Projekte ist nicht

gegeben. Der Standort ist nicht durch den Vergütungszuschlag, sondern durch die BImSchG-Genehmigung belegt und wird damit erst nach einer eventuellen Aufhebung der Genehmigung wieder frei. Ein „Ausschreibungsvolumen“ wird nach der vorgesehenen Systematik des EEG ebenfalls nicht blockiert. Die Ausschreibungsmenge eines Jahres bemisst sich nach der faktisch installierten Leistung, die eine gewisse Strommenge erzeugt. Ist die WEA noch nicht gebaut, nimmt sie noch kein Ausbauvolumen der Strommenge des 45 Prozent-Ziels in Anspruch. Das Mindestausbauvolumen wird pro Kalenderjahr zugeteilt, eine Anrechnung des Volumens nicht realisierter Projekte auf das Mindestausbauvolumen in den Folgejahren ist nicht vorgesehen, so dass auch in dieser Hinsicht kein Ausbauvolumen blockiert wird.

Die Dauer eines Rechtsmittelverfahrens liegt nicht in der Verantwortung des Beklagten. Er hat keinerlei Möglichkeit, das Verfahren zu beschleunigen, im Gegenteil besteht für Kläger die Möglichkeit, Verzögerungen zu verursachen. Eine Kürzung des Vergütungszeitraums sanktioniert somit eine nicht verschuldete Verzögerung und bietet Windenergiegegnern eine gezielte Möglichkeit, Schaden zu verursachen. Vor dem Hintergrund der durch den Wettbewerb bereits knapp kalkulierten Vergütungen wird eine solche Verkürzung des Vergütungszeitraums schnell zur Unwirtschaftlichkeit des Projektes führen.

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu.

Wie auch andere Vorschläge betrifft dieser die Frage, wie die gegenläufigen Ziele beim Systemwechsel zu Ausschreibungen (Erreichen der Ausbauziele/hohe Realisierungsrate – Kosteneffizienz – Akteursvielfalt) in einen angemessenen Ausgleich gebracht werden. Die hier angesprochenen Realisierungsfristen dienen gerade dem ersten Ziel, also dem Erreichen der Ausbauziele. Denn sie wurden vor allem in das EEG aufgenommen, um überprüfen zu können, ob eine hinreichende Zielerreichung erfolgt. Bei Ausschreibungen für erneuerbare Energien in anderen Staaten wurden sehr häufig niedrige Realisierungsraten beobachtet. Dies ist eine zentrale Herausforderung für eine erfolgreiche Einführung von Ausschreibungen, da niedrige Realisierungsraten (50 Prozent und weniger) dazu führen, dass die Ausbauziele für erneuerbare Energien nicht erreicht werden und eine effektive Mengensteuerung nicht möglich ist.

Eine Überprüfung, ob Projekte realisiert werden, wird mit der vom Bundesrat vorgeschlagenen Regelung sehr schwierig. Grundsätzlich ist die Einreichung einer Klage keine hohe Hürde. Deshalb ist zu befürchten, dass Projekte, die aus anderen Gründen verzögert sind, dafür sorgen, dass sie beklagt werden, um so die Pönale und den Entzug des Zuschlags zu vermeiden. Angesichts der Dauer von Gerichtsverfahren führt die Verlängerung der Realisierungsfrist im Fall von Klagen dazu, dass erst viele Jahre später festgestellt werden kann, ob das Projekt am Ende realisiert wird oder nicht. Damit dürfte in sehr vielen Fällen auch nach Ablauf der Umsetzungsfrist über lange Zeiträume unsicher sein, ob die Projekte realisiert werden. Dies erschwert die Überprüfung, ob Ausschreibungen als Instrument erfolgreich sind. Auch kann bei einer starken Zielverfehlung in Folge einer niedrigen Realisierungsrate erst sehr viel später nachgesteuert werden. Dies kann die Ausbauziele gefährden. Damit steht dieser Vorschlag auch in einem gewissen Widerspruch zu Nummer 9.

Eine solche Regelung ist auch nicht erforderlich. Steht bei einem Projekt ohnehin fest, dass der Abschluss eines Prozesses abgewartet werden soll, bevor dieses Projekt realisiert wird, gibt es keinen Grund, warum dieses Projekt zwingend vor dem Abschluss des Prozesses einen Zuschlag braucht. Es steht jedem Bieter frei, einen Prozess abzuwarten, ehe es bei einer Ausschreibung mitbietet.

12. Zu Artikel 1 Nummer 6 (§ 36f EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 6 ist § 36f nach der Überschrift wie folgt zu fassen:

„(1) Zuschläge sind den Windenergieanlagen an Land, auf die sich die in dem Gebot angegebene Genehmigung bezieht, verbindlich und dauerhaft zugeordnet. Sie dürfen nicht auf andere Projekte übertragen werden.

(2) Wird die Genehmigung für das bezuschlagte Projekt nach der Erteilung des Zuschlags geändert oder neu erteilt, bleibt der Zuschlag auf die geänderte oder neu erteilte Genehmigung bezogen. Der Umfang des Zuschlags sowie die Realisierungsfristen verändern sich dadurch nicht.“

Begründung:

Die Gewährung von Anpassungen der Genehmigung nach Erteilung des Zuschlags wäre von großer Wichtigkeit für die Realisierungswahrscheinlichkeit.

Im Rahmen der detaillierten Bauplanung müssen oft Anpassungen vorgenommen werden (kleinräumige Standortverschiebung um wenige Meter, Fundamentänderungen u.ä.). Ein Wechsel des Anlagenherstellers kann bei Lieferschwierigkeiten die zeitnahe und fristgerechte Realisierung sichern. § 36f EEG 2016 erkennt diese Anpassungsnotwendigkeiten grundsätzlich an. Die Behördenpraxis in den Ländern ist unterschiedlich, so dass die genannten beispielhaften Tatbestände teilweise formal über Änderungsgenehmigungen oder aber über Neugenehmigungen abgewickelt werden. Die unterschiedliche Behördenpraxis resultiert aus divergierender obergerichtlicher Rechtsprechung und kann daher in der Praxis nicht angepasst werden. Bei der Beschränkung der Wortlauts auf „Änderungsgenehmigungen“ käme es daher sowohl zu einer Ungleichbehandlung der Betreiber in verschiedenen Ländern als auch zu einer sinkenden Realisierungsquote.

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu.

In dem derzeitigen Konzept wird die Windenergieanlage durch die Genehmigung identifiziert. Dies bedeutet, dass der Zuschlag für die in der Genehmigung angegebenen Windenergieanlagen erteilt wird. Der Vorschlag des Bundesrates bedeutet, dass die Windenergieanlagen, für die der Zuschlag gelten soll, auf anderem Wege konkretisiert werden müssen. Andernfalls liefe das Verbot, den Zuschlag auf eine andere Windenergieanlage zu übertragen, ins Leere.

Eine Alternative wäre eine sehr genaue Ortsangabe. Der Zuschlag wäre dann an die Errichtung einer Windenergieanlage an diesem konkreten Standort gebunden. Dies ist im Rahmen des Konsultationsprozesses zur Einführung der Ausschreibung mit den betroffenen Interessengruppen diskutiert worden. Ergebnis war, dass eine Festlegung auf einen konkreten Standort bei erforderlichen Änderungen der Genehmigung zu unflexibel wäre. Deshalb wurde die Genehmigung als Anknüpfungspunkt gewählt.

13. Zu Artikel 1 Nummer 6 (§ 39a EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 6 ist in § 39a die Angabe „60 Euro“ durch die Angabe „30 Euro“ zu ersetzen.

Begründung:

Die Höhe der Sicherheit soll 30 Euro pro Kilowatt betragen. Dieser Wert ist niedriger als bei Solaranlagen und entspricht der Höhe bei Windanlagen. Da Biomasse wie Windanlagen wegen der „späten Ausschreibung“ eine deutlich höhere Realisierungswahrscheinlichkeit zum Zeitpunkt der Ausschreibung aufweisen, soll die Sicherheit auf die gleiche Höhe wie bei Windanlagen gesetzt werden. Aus diesem Grunde wird die Sicherheit auch nur als Erstsicherheit fällig (anders als bei Solaranlagen).

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu. Die Höhe der Sicherheit für Biomasseanlagen sollte nicht abgesenkt werden.

Nach dem Gesetzentwurf ist die Vergütung für Biogasanlagen über 100 kW installierter Leistung begrenzt auf die Strommenge, die die Anlage erzeugt, wenn sie in der Hälfte der Stunden eines Jahres, also etwas weniger als 4.400 Stunden, auf Volllast liefe. Dies betrifft alle Biomasseanlagen in der Ausschreibung, da alle Biomasseanlagen über 150 kW installierter Leistung unter die Ausschreibungen fallen.

Eine typische neue Windenergieanlage in Deutschland erzeugt aufgrund der Auslegung der Anlagen, der Windverhältnisse in Deutschland etc. im Durchschnitt eine Strommenge, die ungefähr 2.200 Volllaststunden entspricht.

Damit liegen die vergüteten Volllaststunden für Biogasanlagen in der Ausschreibung ungefähr doppelt so hoch wie die einer typischen neuen Windenergieanlage. Die insoweit gegenüber Windenergieanlagen an Land doppelt so hohe Ertragsmöglichkeit von Biogasanlagen rechtfertigt es, eine doppelt so hohe Sicherheit und damit in Höhe von 60 Euro pro Kilowatt zu installierender Leistung vorzugeben.

14. Zu Artikel 1 Nummer 6 (§ 39 ff EEG 2016)

    Biomasseanlagen können eine wichtige Regelfunktion im Energiesystem erfüllen. Effiziente und netzdienlich einsetzbare Bestandsanlagen brauchen daher kurzfristig eine Perspektive auf eine Anschlussförderung. Der Bundesrat beklagt, dass diese an den energiepolitischen Anforderungen ausgerichtete Förderung der Bioenergie nicht erfolgt. Der Bundesrat verweist in diesem Zusammenhang auf seinen Beschluss in BR-Drucksache 555/15 (Beschluss).

    Die Bundesregierung sieht den Vorschlag als bereit erfüllt an.

    Das EEG 2016 sieht eine Anschlussförderung für Biomasseanlagen vor. Bestehende Biomasseanlagen, die erfolgreich an einer Ausschreibung teilgenommen haben, erhalten für weitere zehn Jahre eine Förderung. Der Gesetzentwurf trägt dem Anliegen des Bundesrats daher Rechnung.

15. Zu Artikel 1 Nummer 6 (§ 44 Nummer 2 EEG 2016)

    In Artikel 1 Nummer 6 sind in § 44 Nummer 2 die Wörter „installierte Leistung“ durch das Wort „Bemessungsleistung“ zu ersetzen.

    Begründung:

    Der derzeitige anzulegende Wert dieser Anlagen beträgt 23,14 Cent pro Kilowattstunde. Damit könnten schon heute zu den zu erwartenden Erlösen aus dem Stromverkauf kaum mehr Anlagen realisiert werden. Um den Zubau dieser Anlagen kostenneutral zu unterstützen, wird den Anlagen durch die Umstellung auf Bemessungsleistung ermöglicht, Zusatzerlöse aus einer Wärmenutzung zu generieren. Durch diese Umstellung könnten Biomasseanlagen einen saisonal ausgerichteten Anlagenbetrieb führen. D.h. statt wie bisher nahezu 8 760 Stunden pro Jahr Volllast könnten die Anlagen im Sommer die Anlagenleistung reduzieren und nahezu ausschließlich Gülle vergären. Im Winter, wenn typischerweise ein entsprechender Wärmebedarf besteht, könnte dann im Rahmen der Substratregelung (max. 20 Prozent Anbaubiomasse) ein verstärkter Einsatz der energiereichen Substrate erfolgen. Damit würde dann die maximale Leistungskapazität der Blockheizkraftwerke abgerufen. Gleichzeitig müsste die entstehende Abwärme in deutlich geringerem Umfang zur Heizung der Fermenter eingesetzt werden, sodass in erheblichem Umfang Überschusswärme entsteht, die fossile Brennstoffe substituieren könnte. In der Summe könnten diese Zusatzerlöse dazu führen, dass ein geringer Teil der Stromgestehungskosten durch Wärmeerlöse beglichen werden kann, sodass der notwendige gewinndeckende Anteil des anzulegenden Wertes verringert werden kann. Eine höhere Realisierungsrate dieser Biomasseanlagetypen wäre die Folge.

16. Zu Artikel 1 Nummer 6 (§ 44a EEG 2016)

    In Artikel 1 Nummer 6 ist § 44a zu streichen.

    Begründung:

    Die Beibehaltung der in § 44a genannten vierteljährlichen Degression von 0,5 Prozent wird in Bälde dazu führen, dass der Neubau von insbesondere Gülle-Kleinanlagen aus betriebswirtschaftlicher Sicht unmöglich wird. Dementsprechend ist grundsätzlich auf eine Degression für den anzulegenden Wert dieser Biomasseanlagen zu verzichten.

    Die Bundesregierung nimmt zu den Anträgen Nummer 15 und 16 aufgrund des Sachzusammenhangs gemeinsam Stellung. Sie stimmt den Vorschlägen nicht zu.

    Das EEG 2014 sieht eine vierteljährliche Degression von 0,5 Prozent bei neuen Biogasanlagen vor. Mit dem EEG 2016 wird die Degression des EEG 2014 bereits um die Hälfte reduziert auf eine nur noch

halbjährliche Degression von 0,5 Prozent. Damit wird ausreichend berücksichtigt, dass Neunanlagen aufgrund der Einsatzstoffkosten über geringere Kostensenkungspotentiale verfügen als beispielweise Windenergie- oder Photovoltaikanlagen. Gleichwohl bestehen auch in diesem Segment noch Kostensenkungspotentiale, weshalb eine halbjährliche Degression von 0,5 Prozent angemessen ist.

Im Übrigen beziehen sich die Nummern 15 und 16 auf kleine Gülleanlagen, die mit derzeit 23,14 Cent/kWh eine der höchsten Vergütungssätze im EEG aufweisen. Weitere Besserstellungen wie in diesen beiden Nummern vom Bundesrat vorgeschlagen, lehnt die Bundesregierung daher ab.

17. <u>Artikel 1 Nummer 6 (§ 51 Absatz 1 Satz 1, Satz 2 – neu – EEG 2016)</u>

In Artikel 1 Nummer 6 ist § 51 Absatz 1 ist wie folgt zu ändern:

a) In Satz 1 sind die Wörter „in der vortägigen Auktion“ zu streichen.

b) Folgender Satz 2 ist anzufügen:

„Der Wert eines Stundenkontraktes nach Satz 1 ist negativ, wenn für die betreffende Stunde jeweils der Wert in der Day-ahead-Auktion und der volumengewichtete Durchschnitt der Preise aller Transaktionen im kontinuierlichen Intraday-Handel negativ sind.“

<u>Begründung:</u>

§ 51 Absatz 1 EEG 2016 regelt den anzulegenden Wert bei negativen Strompreisen. Danach entfällt der Zahlungsanspruch bereits, wenn der Strompreis am Vortageshandel für mindestens sechs zusammenhängende Stunden ohne Unterbrechung negativ ist, auch wenn der Strompreis am untertägigen Handel schon wieder positiv ist. Damit entfällt die Vergütung in diesem Fall, obwohl tatsächlich zum Zeitpunkt der konkreten Stromlieferung die Nachfrage nach Strom das Angebot wieder übersteigt, auch wenn es am Vortag zunächst noch einen anderen Anschein hatte. Im Rahmen der Novellierung des Strommarktgesetzes wurde daher zur Bewertung der negativen Preisphasen kumulativ sowohl auf den vortägigen Spotmarkt („Day-ahead-Markt“) als auch auf den untertägigen Sportmarkt („Intraday-Markt“) abgestellt. Eine ausschließliche Betrachtung des Day-ahead-Markts hat aus energiewirtschaftlicher Sicht keinerlei positiven Effekt. Im Gegenteil führt dies nur zu massiven Verunsicherungen der Anlagenbetreiber und der finanzierenden Banken mit der Folge von Risikoaufschlägen bei der Finanzierung, da das Ausfallrisiko nur eingeschränkt prognostiziert und nicht selbst beeinflusst werden kann. Dies steht einer kosteneffizienten Ausgestaltung des EEG entgegen. Für die Definition der relevanten negativen Stundenkontrakte muss daher, wie auch im ersten Vorschlag des BMWi vorgeschlagen, zwingend auf beide Marktsegmente abgestellt werden.

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu.

Die Regelung in § 51 des Gesetzentwurfs entspricht inhaltlich der Regelung in § 24 EEG 2014, die von der EU-Kommission beihilfenrechtlich genehmigt ist. Zudem bestand auf der Konferenz der Ministerpräsidenten mit der Bundeskanzlerin und Bundesminister Gabriel am 31. Mai 2016 Einigkeit, dass ausschließlich auf die Preissituation am Vortageshandel abgestellt werden soll und negative Preise im untertägigen Handel nicht berücksichtigt werden sollen.

18. <u>Zu Artikel 1 Nummer 12 Buchstabe b Doppelbuchstabe aao – neu – (§ 61 Absatz 2 Nummer 1 EEG 2016)</u>

In Artikel 1 Nummer 12 ist in Buchstabe b dem Doppelbuchstaben aa folgender Doppelbuchstabe aao voranzustellen:

‚aao In Nummer 1 werden nach den Wörtern „soweit der Strom“ die Wörter „in einer Stromerzeugungsanlage oder“ eingefügt.‘

<u>Begründung:</u>

Die Einfügung in § 61 Absatz 2 Nummer 1 stellt klar, dass Kraftwerkseigenverbrauch immer dann vorliegt,

wenn der von der Stromerzeugungsanlage erzeugte Strom entweder wie bisher in den Neben- und Hilfsanlagen einer Stromerzeugungsanlage, oder unmittelbar in einer Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht wird. So wird sichergestellt, dass in der für Effizienzanwendungen typischen Situation – in einer Stromerzeugungsanlage erzeugter Strom wird dieser selbst wieder zugeführt, um die Prozesseffizienz zu steigern – der durch den Erzeugungsprozess selbst verbrauchte Strom eindeutig zum Kraftwerkseigenverbrauch gerechnet wird. Ein etwaiger Überschuss an Strom, der aufgrund des Einsatzes einer Technologie zur Effizienzsteigerung anfällt und aus der Stromerzeugungsanlage ausgeleitet wird, rechnet dagegen eindeutig nicht zum Kraftwerkseigenverbrauch und unterfiele damit der EEG-Umlage.

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag zu.

Der Vorschlag des Bundesrats zielt ausweislich seiner Begründung darauf ab, sicherzustellen, dass die Befreiung des Kraftwerkseigenverbrauchs von der EEG-Umlage auch auf solche Strommengen Anwendung findet, die im Rahmen des Kraftwerksbetriebes aufgrund von Effizienztechnologien im Zusammenhang mit der Stromerzeugung gewonnen werden und sodann in der Stromerzeugungsanlage zur Stromerzeugung genutzt werden.

Dies entspricht nach Auffassung der Bundesregierung bereits der heutigen Rechtslage, da § 61 Absatz 2 Nummer 1 EEG 2016 auch die Strommengen erfasst, die unmittelbar von der Stromerzeugungsanlage verbraucht werden. Dies ergibt sich nicht nur aus dem Begriff des „Kraftwerkseigenverbrauchs“, sondern folgt auch aus dem Umstand, dass § 61 Absatz 2 Nummer 1 EEG 2016 der enge Stromerzeugungsanlagenbegriff zugrunde liegt. Denn würde der Norm der weite Stromerzeugungsanlagenbegriff zugrunde liegen, bedürfte es einer ausdrücklichen Nennung der „Neben- und Hilfsanlagen“ in § 61 Absatz 2 Nummer 1 EEG 2016 nicht. Darüber hinaus teilt die Bundesregierung die Auffassung des Bundesrates, dass solche Strommengen nicht unter den Kraftwerkseigenverbrauch fallen, die in anderen Anlagen als solchen zur Stromerzeugung geleitet werden (insbesondere in Produktionsanlagen). Im Übrigen wird auf die Vorbemerkung verwiesen.

19. Zu Artikel 1 Nummer 12 Buchstabe b Doppelbuchstabe bb und cc – neu –
(§ 61 Absatz 2 Nummer 4 und 5 EEG 2016)*

In Artikel 1 Nummer 12 ist Buchstabe b wie folgt zu ändern:

a) In Doppelbuchstabe bb sind nach den Wörtern 'durch die Angabe „§ 24“ ' die Wörter „und der abschließende Punkt durch ein Komma“ einzufügen.

b) Folgender Doppelbuchstabe cc ist anzufügen:

‚cc Folgende Nummer 5 wird angefügt:

„5. soweit der Strom unter Nutzung von bei der Produktion anfallenden Restgasen, Reststoffen oder Restenergien erzeugt und selbst verbraucht wird.“ ‘

Begründung:

Aus Gründen der Energieeffizienz, der Ressourcenschonung und des Klimaschutzes sollten nicht nur bestehende, sondern auch neue Restgas-, Reststoff- und Restenergiekraftwerke der Industrie zur Eigenstromerzeugung von der EEG-Umlage befreit werden. Demnach müsste eigenerzeugter und -verbrauchter Strom vollständig von der EEG-Umlage ausgenommen bleiben, der unter Nutzung zwangsläufig bei Produktionsprozessen anfallender Restgase (z. B. Koksofen-, Hochofen- und Konvertergas), Reststoffen oder Restenergien (z. B. Gefälle-, Druckentspannungs- oder abwärmenutzende Turbinen) erzeugt wird. Damit sollen ressourcenschonende Maßnahmen weiterhin unterstützt und die zukünftige Neuerrichtung solcher Anlagen ermöglicht werden.

Die Umlagebefreiung ist vor allem auch bei KWK-Anlagen erforderlich, die aus Abwärme Strom erzeugen, die die Folge eines Produktionsprozesses ist und eine Temperatur aufweist, die nicht höher ist als

* bei Annahme von Ziffer 13 redaktionell anzupassen

450°C. Dies ist z. B. bei der ORC-Technologie (ORC = „Organic Rankine Cycle“) der Fall. Der aus Prozesswärme erzeugte Strom ist CO2-frei und grundlastfähig, wird an Ort und Stelle verbraucht und entlastet somit auch die vorgelagerten Netze. Eine auch nur anteilige Belastung mit der EEG-Umlage würde die langjährigen Bemühungen der Bundesregierung, solche innovativen Technologien zu unterstützen und finanziell zu fördern, entwerten.

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu.

Der Vorschlag zielt darauf ab, die Eigenversorgung mit Strom aus bei der Produktion anfallenden Restgasen, Reststoffen oder Restenergien von der EEG-Umlage zu befreien. Er wird aus zwei Gründen abgelehnt: Er führt zu einer Besserstellung von Anlagen, die Reststoffe einsetzen, gegenüber anderen ökologisch sinnvollen Anlagenkonzepten wie Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder KWK-Anlagen, für die es keine sachliche Rechtfertigung gibt. Dies macht ihn auch verfassungsrechtlich bedenklich. Darüber hinaus widerspricht er dem Grundgedanken des EEG 2014.

Im Übrigen wird auf die Vorbemerkung verwiesen.

20. Zu Artikel 1 Nummer 12 Buchstabe c Doppelbuchstabe aa, bb und cc – neu – (§ 61 Absatz 3 Satz 2 Nummer 3 EEG 2016)

In Artikel 1 ist der Nummer 12 folgender Buchstabe c anzufügen:

‚c) Absatz 3 Satz 2 wird wie folgt geändert:

aa) In Nummer 1 wird am Ende nach dem Wort „hat“ das Wort „oder“ eingefügt.

bb) In Nummer 2 wird am Ende das Wort „oder“ durch einen Punkt ersetzt.

cc) Nummer 3 wird aufgehoben.‘

Begründung:

Die Befreiung von der EEG-Umlage für selbst erzeugten und selbst genutzten Strom, mit der die Anlagenbetreiber auf Grund des besonderen Investitionsschutzes des EEG über den gesamten Vergütungszeitraum von 20 Jahren rechnen durften, entfällt nach dem EEG 2014, wenn die installierte Leistung einer Anlage um mehr als 30 Prozent erweitert wird, Blockheizkraftwerke mehrfach ausgetauscht werden sowie dann, wenn ein Eigentümerwechsel stattfindet. Diese Regelung steht im Widerspruch zu der energiewirtschaftlichen Anforderung der Flexibilisierung, die an die Bioenergie gestellt wird und ist dementsprechend zu streichen. Darüber hinaus ist die bestehende Regelung nur schwer mit dem besonderen Investitionsschutz des EEG vereinbar.

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag des Bundesrates nicht zu.

Eine Streichung von § 61 Absatz 3 Satz 2 Nummer 3 EEG 2016 hätte zur Folge, dass die Umlagebefreiung nur für die Bestandanlage selbst gelten würde. Die damit verbundenen Anreize, Bestandsanlagen nicht zu modernisieren, sollen durch die bisherige Regelung zum überwirkenden Bestandsschutz vermieden werden. Dieser soll jedoch fortgeführt werden.

Soweit mit dem Vorschlag beabsichtigt ist, mehrfache Modernisierungen ohne eine Überschreitung der 30 Prozent-Grenze zu ermöglichen, ist hierfür eine Änderung des § 61 Absatz 3 Satz 2 Nummer 3 EEG 2016 nicht erforderlich. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) prüft derzeit aufgrund der vielfältigen Stellungnahmen zum Leitfaden zur Eigenversorgung, den sie in einer Konsultationsfassung veröffentlicht hat (Stand: 16. Oktober 2015), wie eine Mehrfachmodernisierung ermöglicht werden kann.

Angesichts der möglichen mehrfachen Modernisierung von Bestandsanlagen, die auch eine Erweiterung der Anlage um bis zu 30 Prozent erfasst, ist nicht erkennbar, dass die Vorschrift in Widerspruch zur energiewirtschaftlichen Anforderung der Flexibilisierung steht. Ebenso ist ein Widerspruch zu dem vom EEG 2016 grundsätzlich intendierten besonderen Investitionsschutz nicht erkennbar.

Im Übrigen wird auf die Vorbemerkung verwiesen.

21. Zu Artikel 1 Nummer 13 (§ 61a Absatz 1 Nummer 1, 2 und 3 – neu – EEG 2016)

    In Artikel 1 Nummer 13 ist § 61a Absatz 1 wie folgt zu ändern:

    a) In Nummer 1 ist das Wort „oder“ durch ein Komma zu ersetzen.

    b) In Nummer 2 ist der abschließende Punkt durch das Wort „oder“ zu ersetzen.

    c) Nach Nummer 2 ist folgende Nummer 3 anzufügen:

       „3. durch Verwendung geeichter Messeinrichtungen nachgewiesen werden kann, dass der gesamte Strom, der dem Speicher entnommen wird, entweder zur Wiedereinspeisung von Strom in das Netz verwendet wird oder für ihn, soweit er nicht in das Netz eingespeist wird, entweder die EEG-Umlage nach § 60 Absatz 1 oder § 61 Absatz 1 gezahlt wird oder ausschließlich für solche Strommengen nicht gezahlt wird, für die weder bei der Einspeisung noch bei der Entnahme eine EEG-Umlagepflicht besteht.“

    Begründung:

    § 61a EEG 2016 ist zu begrüßen, weil er bezweckt, Doppelbelastungen bei der Zahlung der EEG-Umlage zu vermeiden.

    Allerdings führt die im Entwurf vorgesehene Formulierung zu erheblichen Unsicherheiten: Da bei Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 10 Kilowatt und bei Anlagen, die vor dem 1. August 2014 in Betrieb gegangen sind, im Falle der Eigenversorgung keine EEG-Umlage anfällt, ist unklar, inwieweit dies auch bei Installation eines Speichers gilt.

    Die beantragte Ergänzung bewirkt, dass ausgespeicherter Strom auch in solchen Konstellationen von der EEG-Umlage befreit ist.

    Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag teilweise zu.

    Der Antrag besteht aus zwei Teilen. Zunächst will er auch für Speicher, die sowohl der Eigenversorgung wie auch der Netzeinspeisung dienen, eine Doppelbelastung vermeiden. Die Bundesregierung teilt dieses Anliegen grundsätzlich, befürchtet aber, dass der vorliegende Vorschlag eine hohe Missbrauchsanfälligkeit besitzt, weil die Strommengen und die Höhe der fälligen EEG-Umlage für Dritte kaum nachvollziehbar sind. Die Bundesregierung prüft derzeit noch eine Regelung, die dieses Anliegen umsetzt und besser zu überwachen ist. Sie wird hierzu zu gegebener Zeit einen Regelungsvorschlag vorlegen.

    Der vom Bundesrat ferner vorgeschlagene neue letzte Halbsatz würde dazu führen, dass die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage für Speicher entfällt, wenn weder für die Einspeisung noch für die Entnahme eine EEG-Umlagepflicht besteht. Diese Formulierung enthält einen Zirkelschluss und sollte deshalb nicht übernommen werden.

22. Zu Artikel 1 Nummer 13 (§ 61a Absatz 3 EEG 2016)

    In Artikel 1 Nummer 13 sind in § 61a Absatz 3 nach dem Wort „Netzbetreiber“ die Wörter „im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes“ einzufügen.

    Begründung:

    Die in § 61a Absatz 3 (und bereits in § 60 Absatz 3 EEG-2014) enthaltene Befreiung der Verlustenergie von der EEG-Umlage beinhaltet eine Ungleichbehandlung bei Betreibern von Geschlossenen Verteilernetzen gegenüber Netzbetreibern der allgemeinen Versorgung. Während die von Netzbetreibern der allgemeinen Versorgung eingesetzte Verlustenergie von der EEG-Umlage befreit wird, ist dies für die von Betreibern Geschlossener Verteilernetze eingesetzte Verlustenergie nicht der Fall. Eine solche Ungleichbehandlung ist sachlich nicht gerechtfertigt und sollte daher beseitigt werden. Der Netzbetreiberbegriff des EnWG würde nur für den Spezialfall der Verlustenergie in Geschlossenen Verteilernetzen eingeführt, so dass keine Folgewirkungen für die sonstigen Regelungen des EEG entstehen.

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu.

Die Begründung des Vorschlags legt dar, dass es sich bei geschlossenen Verteilernetzen um einen Spezialfall handelt, der sich von den Netzen der allgemeinen Versorgung in vielerlei Hinsicht unterscheidet, etwa aufgrund des Regulierungsrahmens. Wegen dieser Sonderkonstellation ist es sachlich gerechtfertigt, nur die Betreiber der Netze der allgemeinen Versorgung für den Verlustenergiebezug von der EEG-Umlage zu befreien. Bei diesen kommt die Befreiung im Übrigen auch der Allgemeinheit zugute, da eben über das Netz nicht nur ein geschlossener Personenkreis, sondern die Allgemeinheit versorgt wird.

23. Zu Artikel 1 Nummer 15 (§ 64 Absatz 1a – neu –,
Absatz 3,
Absatz 4,
Absatz 6 EEG 2016)

In Artikel 1 ist Nummer 15 wie folgt zu fassen:

‚15. § 64 wird wie folgt geändert:

a) Nach Absatz 1 wird folgender Absatz 1a eingefügt:

„(1a) Bei einem Unternehmen, das einer Branche nach Liste 1 der Anlage 4 zuzuordnen ist, muss die Stromkostenintensität abweichend von Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe a nur 14 Prozent betragen, wenn

1. das Unternehmen

a) Energieeffizienzmaßnahmen umgesetzt und dadurch seinen Stromverbrauch im Vergleich zu seinem Durchschnittsstromverbrauch vor dem Beginn der Umsetzung der Energieeffizienzmaßnahmen dauerhaft gesenkt hat

aa) um sechs Prozent; in diesem Fall kann der abgesenkte Schwellenwert für die Stromkostenintensität nach diesem Absatz in fünf aufeinanderfolgenden Antragsjahren in Anspruch genommen werden, oder

bb) um zwei Prozent; dieser Wert gilt nur bei der erstmaligen Inanspruchnahme des abgesenkten Schwellenwerts für die Stromkostenintensität nach diesem Absatz; in den vier darauf folgenden Antragsjahren kann der abgesenkte Schwellenwert nur für das Jahr in Anspruch genommen werden, in dem sich der Wert um jeweils zwei Prozentpunkte erhöht; bei der Berechnung der Senkung des Stromverbrauchs werden nur Effizienzmaßnahmen berücksichtigt, die seit Beginn des dritten Geschäftsjahrs umgesetzt worden sind, das der erstmaligen Antragstellung nach diesem Absatz vorangegangen ist; die Senkung des Stromverbrauchs muss für den Zeitraum zwischen dem Beginn der Umsetzung der Energieeffizienzmaßnahmen und der Antragstellung nachgewiesen werden; der Nachweis muss anhand eines repräsentativen, mindestens drei Monate umfassenden Zeitraums erbracht werden, wobei der Durchschnittsstromverbrauch vor dem Beginn der Umsetzung der Energieeffizienzmaßnahmen und der gesenkte Stromverbrauch jeweils in einen Durchschnittsstromverbrauch für ein Kalenderjahr hochgerechnet werden, oder

b) nach dem 30. Juni des Kalenderjahrs, das der erstmaligen Antragstellung nach diesem Absatz vorangegangen ist, neu gegründet worden ist; in diesem Fall kann der abgesenkte Schwellenwert für die Stromkostenintensität nach diesem Absatz in fünf aufeinanderfolgenden Antragsjahren in Anspruch genommen werden, und

2. das Unternehmen zum Zeitpunkt der Antragstellung ein zertifiziertes Energiemanagementsystem nach DIN EN ISO 50001 betreibt, es sei denn, dass das Unternehmen im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr weniger als fünf Gigawattstunden Strom verbraucht hat.“

b) Absatz 3 wird wie folgt geändert:

aa) In Nummer 1 werden nach den Wörtern „nach Absatz 1 Nummer 1 und 2 und“ die

Wörter „Absatz 1a sowie“ eingefügt.

bb) In Nummer 2 wird der Punkt am Ende durch ein Semikolon ersetzt.

cc) Nach Nummer 2 wird folgende Nummer 3 angefügt:

„3. ein Unternehmen, dessen Stromkostenintensität nach Absatz 1a mindestens 14 und weniger als 17 Prozent beträgt, muss die Erfüllung der Voraussetzungen nach Absatz 1a wie folgt nachweisen:

a) abweichend von Nummer 2 und von Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 das Energie- oder Umweltmanagementsystem nur durch ein gültiges DIN EN ISO 50001-Zertifikat unter Beachtung der Vorgaben der DIN ISO 50003 ab dem Antragsjahr 2017,

b) die Umsetzung geeigneter Energieeffizienzmaßnahmen durch die Stelle, die sein Energie- und Umweltmanagementsystem auditiert und zertifiziert,

c) die Senkung seines Stromverbrauchs nach Absatz 1a Nummer 1 Buchstabe a zum Zeitpunkt der Antragstellung durch eine Bescheinigung nach Nummer 1 Buchstabe c.“

c) ... wie Vorlage Buchstabe a ...

d) ... wie Vorlage Buchstabe b ...‘

Begründung:

Die Steigerung der Energieeffizienz ist einer der wichtigsten Bausteine der Energiewende. Ohne eine massive Senkung des Energieverbrauchs in allen Sektoren sind die ambitionierten energie- und klimapolitischen Ziele nicht erreichbar.

Die Besondere Ausgleichsregelung setzt hierzu jedoch teilweise gegenläufige Anreize, nämlich bei Unternehmen nach Liste 1 in der Nähe des Schwellenwerts zur Stromkostenintensität: Unternehmen aus Branchen der Liste 1 der Besonderen Ausgleichsregelung werden nur begünstigt, wenn sie eine Stromkostenintensität von 17 Prozent aufweisen. Der Großteil der Unternehmen, die heute in der Besonderen Ausgleichsregelung begünstigt sind, liegt deutlich über diesem Schwellenwert. So haben von den rund 2.000 begünstigten Unternehmen nur rund 60 Unternehmen eine Stromkostenintensität zwischen 17 und 18 Prozent. Für diese wenigen Unternehmen in der Nähe des Schwellenwerts besteht die Gefahr, dass sie die 17 Prozent nicht mehr erreichen. Daher ist es für diese Unternehmen von zentraler Bedeutung, dass sie ihre Stromkostenintensität nicht reduzieren. Infolge dessen können diese Unternehmen davor zurückschrecken, in die Energieeffizienz ihres Unternehmens zu investieren: Denn eine verbesserte Stromeffizienz verringert die Stromkostenintensität. Die 17 Prozent-Schwelle kann daher Unternehmen in der Nähe dieses Schwellenwerts von eigentlich sinnvollen Investitionen abhalten.

Dieser Fehlanreiz soll im Interesse einer Steigerung der Energieeffizienz der Unternehmen beseitigt werden. Vor diesem Hintergrund wird in § 64 EEG 2016 die Besondere Ausgleichsregelung so geändert, dass Unternehmen nicht allein deshalb aus der Besonderen Ausgleichsregelung herausfallen, weil sie in Energieeffizienz investiert haben. Diese Neuregelung ist von drei Gedanken geprägt:

– Mit dem EEG 2014 ist erstmals das Entlastungsvolumen in der Besonderen Ausgleichsregelung stabil gehalten worden. Dies war ein zentraler Erfolg des EEG 2014. Die Neuregelung stellt daher sicher, dass das Entlastungsvolumen auch weiterhin stabil bleibt. Die Neuregelung konzentriert sich daher auf die wenigen Unternehmen, deren Stromkostenintensität in der Nähe der 17 Prozent liegt.
– Die Neuregelung behandelt neue und bestehende Unternehmen gleich, um keine Wettbewerbsverzerrungen zu verursachen und den Markteintritt neuer Unternehmen nicht zu erschweren.
– Die Neuregelung ist schließlich so unbürokratisch und einfach wie möglich gestaltet worden, damit weder die betroffenen Unternehmen unnötig belastet werden noch das Verwaltungsverfahren beim BAFA lahmgelegt wird.

Zu Buchstabe a:

Nach § 64 Absatz 1a EEG 2016 können besonders energieeffiziente Unternehmen der Liste 1 abweichend von der bisherigen Regelung künftig bereits ab einer Stromkostenintensität von 14 Prozent für eine Dauer von höchstens fünf Jahren (§ 64 Absatz 1a Nr. 1a) aa) bzw. für eine Dauer von einem Jahr (§ 64 Absatz 1a Nr. 1a) bb) in der Besonderen Ausgleichsregelung privilegiert werden. Sie werden dann genauso privilegiert wie alle Unternehmen mit einer Stromkostenintensität ab 17 Prozent.

Besonders energieeffiziente Unternehmen sind zum einen Unternehmen, die neu gegründet worden sind. Diese Unternehmen sind schon wegen der Anforderungen des BImSchG als besonders energieeffizient anzusehen. Sie können die abgesenkte Schwelle fünf Jahre lang nach der Neugründung in Anspruch nehmen; anschließend werden sie wie bestehende Unternehmen behandelt. Dies wird durch Nummer 1 Buchstabe b umgesetzt. Besonders energieeffiziente Unternehmen sind zum anderen auch bestehende Unternehmen, die in erheblichem Umfang in Energieeffizienz investiert haben. Dies wird durch Nummer 1 Buchstabe a umgesetzt. Hierbei wird den Unternehmen ein Wahlrecht eingeräumt:

Unternehmen, die eine große Investition mit einem einmaligen hohen Stromeinspareffekt tätigen, können fünf Jahre lang die abgesenkte Schwelle von 14 Prozent in Anspruch nehmen, wenn sie ihren Stromverbrauch um insgesamt 6 Prozent gesenkt haben.

Unternehmen, die in Energieeffizienz investieren und dabei geringere Effizienzverbesserungen erzielen, können ein Jahr lang die abgesenkte Schwelle von 14 Prozent in Anspruch nehmen, wenn sie ihren Stromverbrauch um 2 Prozent gesenkt haben.

Diese Regelung kann in Anspruch genommen, sofern 2 Prozent Einsparung pro Jahr generiert werden. Hierdurch können insbesondere größere, über mehrere Jahre verteilte Investitionen berücksichtigt werden. In diesem Fall wird der Stromverbrauch jeweils in Relation zu dem Stromverbrauch vor Beginn der Investition gesetzt. Der Wert 2 Prozent ist mit Blick auf den Spitzenausgleich bei der Stromsteuer gewählt, wo die stromkostenintensiven Unternehmen grundsätzlich 1,5 Prozent Energieeffizienz pro Jahr erbringen müssen. Für die privilegierte Antragstellung nach § 64 Absatz 1a EEG 2016 ist daher ein höherer Wert gewählt worden.

Des Weiteren ist der abgesenkte Schwellenwert von 14 Prozent daran gebunden, dass ein Zertifizierer bestätigt, dass die Energieeffizienzmaßnahme grundsätzlich dazu geeignet ist, die erforderliche Reduzierung des Stromverbrauchs zu bewirken. Eine Kausalität zwischen der Energieeffizienzmaßnahme und der erfolgten Stromverbrauchssenkung muss im Übrigen nicht nachgewiesen werden; sie wird zu Gunsten der Unternehmen vermutet. Dies ist unbürokratisch und verhindert, dass z.B. konjunkturelle Schwankungen oder Produktionsveränderungen herausgerechnet werden müssen. Voraussetzung ist, dass das bestehende Unternehmen Energieeffizienzmaßnahmen umgesetzt und dadurch seinen Stromverbrauch gesenkt hat. Die Kausalität zwischen der Energieeffizienzmaßnahme und der erfolgten Stromverbrauchssenkung wird dabei zu Gunsten der Unternehmen vermutet. Die Stelle, die das Energiemanagementsystem des Unternehmens zertifiziert, bestätigt die Umsetzung und die grundsätzliche Geeignetheit der Maßnahme, um eine Stromverbrauchssenkung in dieser Höhe zu realisieren. Um die Senkung des Stromverbrauchs nachzuweisen, werden zwei Zeiträume verglichen. Der durchschnittliche Stromverbrauch in den letzten drei abgeschlossenen Geschäftsjahren vor der Umsetzung der Maßnahme wird mit einem repräsentativen Zeitraum zwischen der Umsetzung der Energieeffizienzmaßnahme und der Stellung des Antrages verglichen. Dieser repräsentative Zeitraum muss mindestens drei Monate lang sein und einen typischen Produktionszeitraum für das jeweilige Unternehmen abbilden. Anderenfalls besteht die Gefahr, dass die Senkung des Stromverbrauchs lediglich durch eine vorübergehende Produktionsdrosselung erreicht würde. Um eine Vergleichbarkeit der Zeiträume zu gewährleisten, werden beide Verbräuche in einen durchschnittlichen Stromverbrauch für ein Kalenderjahr umgerechnet. Der hochgerechnete Stromverbrauch darf dabei nur geringfügig von dem abweichen, der ggf. im Rahmen der Antragstellung für das entsprechende Jahr nachgewiesen wird oder wurde.

Unternehmen, die von der abgesenkten Schwelle profitieren wollen, müssen ein Energiemanagementsystem nach DIN EN ISO 50001 betreiben. Dies gilt nicht für Unternehmen, die im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr weniger als 5 GWh Strom verbraucht haben.

Zu Buchstabe b:

Zu Doppelbuchstabe aa:

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Doppelbuchstabe bb:

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Doppelbuchstabe cc:

Die neue Nummer 3 regelt die Nachweisführung für die Unternehmen, die als besonders energieeffiziente Unternehmen die abgesenkte Schwelle für die Stromkostenintensität nach § 64 Absatz 1a EEG 2016 von 14 Prozent in Anspruch nehmen. Diese Unternehmen dürfen ihr Umwelt- und Energiemanagementsystem nur durch ein gültiges DIN EN ISO 50001-Zertifikat nachweisen. Der Zertifizierer muss die Vorgaben der DIN ISO 50003 ab dem Antragsjahr 2017 einhalten.

Die Maßnahmen müssen geeignet sein, eine Senkung des Stromverbrauchs im Umfang von 6 Prozent zu erreichen. Es kann sich entweder um eine einzelne Maßnahme handeln (z.B. der Einbau einer neuen Maschine), es kann sich aber auch um mehrere Einzelmaßnahmen handeln. Als geeignete Maßnahme kommt auch die Umstellung des Produktionsablaufes oder von Arbeitsabläufen in Betracht, sofern durch die neuen Abläufe eine Senkung des Stromverbrauchs realisiert wird. Die Verringerung des Produktionsvolumens zur Senkung des Stromverbrauchs stellt keine geeignete Energieeffizienzmaßnahme dar. Umstrukturierungen stellen ebenfalls keine entsprechende geeignete Maßnahme dar. Auch kann bei Umstrukturierungen die Anwendbarkeit der Regelungen für Neugründungen nicht als Begründung für eine Nutzung des auf 14 Prozent abgesenkten Prozentsatzes herangezogen werden.

Die Senkung des Stromverbrauchs muss von einem Wirtschaftsprüfer bestätigt werden. Dabei obliegt es dem Wirtschaftsprüfer, einen Zeitraum festzulegen, der für das Unternehmen repräsentativ ist. Das heißt z.B. bei saisonal tätigen Unternehmen, dass der Zeitraum nicht außerhalb seiner stromintensiven Produktionszeit liegen darf. Bei gleichmäßiger Produktion ist regelmäßig ein Zeitraum von mindestens drei Monaten als repräsentativ anzusehen.

Die Bundesregierung wird den Vorschlag nicht aufgreifen.

Für die Besondere Ausgleichsregelung wird die Bundesregierung im weiteren Verfahren eine mit EU-Recht vereinbare Regelung vorlegen, nach der Unternehmen, die einer Branche der Liste 1 des Anhangs 4 des EEG 2014 angehören und eine Stromkostenintensität zwischen 14 und 17 Prozent haben, 20 Prozent der EEG-Umlage zahlen müssen.

24. Zu Artikel 1 Nummer 25 (§ 80 Absatz 1 Satz 4 EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 25 ist Buchstabe a wie folgt zu fassen:

‚a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 2 und 3 wird … (weiter wie Regierungsvorlage Buchstabe a)

bb) In Satz 4 wird das Wort „Regelenergie“ durch die Wörter „Regel- und Blindenergie“ ersetzt.‘

Begründung:

Es ist zukünftig zu erwarten, dass Betreiber von Erneuerbaren-Energien-Anlagen neben Wirkleistung auch Blindleistung mit dem Netz austauschen. Dies führt zu zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten, die kompensiert werden sollten. Daher sollte sichergestellt werden, dass eine zukünftige Vergütung von Blindleistung nicht durch das Doppelvermarktungsgebot ausgeschlossen wird.

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu.

Das EEG betrifft und vergütet nur Wirkarbeit, das heißt: eine Strommenge gemessen in Kilowattstunden. Dementsprechend bezieht sich das Doppelvermarktungsverbot nach § 80 Absatz 1 EEG 2016 ebenfalls nur auf eine solche Strommenge. Das EEG steht einer Einspeisung von Blindleistung nicht entgegen. Aus

diesem Grund ist das Doppelvermarktungsverbot von vornherein nicht betroffen, soweit ein Anlagenbetreiber Blindleistung einspeist und dafür gegebenenfalls eine Vergütung z.B. vom Netzbetreiber erhält. Eine Änderung des Doppelvermarktungsverbots ist deshalb nicht erforderlich.

25. Zu Artikel 1 Nummer 36 (§ 88 Satzteil vor Nummer 1 EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 36 ist in § 88 Satzteil vor Nummer 1 das Wort „ohne“ durch das Wort „mit“ zu ersetzen.

Begründung:

§ 88 enthält eine Ermächtigung zum Erlass einer Verordnung zu Ausschreibungen
für Biomasse, mit der die Bundesregierung eine Vielzahl an
Regelungen treffen kann, welche die Länderinteressen unmittelbar berühren.
Die Belange der Länder sind hierbei angemessen zu berücksichtigen. Dies wird
durch eine Verordnungsermächtigung, die die Wirksamkeit der Rechtsverordnung
von der Zustimmung des Bundesrates abhängig macht, abgesichert.

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu.

Bei der Ausgestaltung der Verordnungsermächtigungen hat sich die Bundesregierung von den grundgesetzlich vorgesehenen Zustimmungserfordernissen leiten lassen. Das EEG selbst ergeht ohne Zustimmung des Bundesrats (Einspruchsgesetz). In Bezug auf die Biomasseausschreibung wird das EEG und die etwaige Verordnung dazu ausschließlich durch die Bundesnetzagentur in Bundesverwaltung ausgeführt.

Auch ohne formales Zustimmungserfordernis werden die Länder fachlich einbezogen werden, falls die Bundesregierung auf Basis der Ermächtigung eine Verordnung zur Biomasseausschreibung erlassen sollte.

26. Zu Artikel 1 Nummer 36 (§ 88b EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 36 sind in § 88b die Wörter „ohne Zustimmung“ durch die Wörter „mit Zustimmung“ zu ersetzen.

Begründung:

Die Ausgestaltung des Netzausgebietes hat wesentliche Konsequenzen für den Zubau von neuen Windenergieanlagen. Derzeit ist die konkrete Ausgestaltung der Verordnungsermächtigung sowie des Netzausbaugebietes noch nicht absehbar. Aus diesem Grund ist eine Beteiligung der Länder vorzusehen.

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu.

Die Zustimmung des Bundesrates ist in diesem Fall nicht sinnvoll. Wie mit den Ländern auf der Ministerpräsidentenkonferenz am 31. Mai 2016 besprochen, sollen die Netzausbaugebiete in einer Verordnung der BNetzA festgelegt werden. In Bezug auf die Bestimmung des Netzausbaugebiets wird das EEG und die Verordnung dazu ausschließlich in Bundesverwaltung ausgeführt.

Da in einem Gesetz nicht unmittelbar eine Verordnungsermächtigung für die BNetzA eingefügt werden kann, ist eine Verordnungsermächtigung für das BMWi aufgenommen. Die auf dieser Grundlage zu erlassende Verordnung soll nur dazu dienen, den Erlass der Verordnung auf die BNetzA zu delegieren.

27. Zu Artikel 1 Nummer 36 (§ 88b Nummer 01 – neu – EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 36 ist in § 88b der Nummer 1 folgende Nummer 01 voranzustellen:

„01. nach welchen Kriterien die Ausweisung des Netzausbaugebietes erfolgt,“.

Begründung:

Zur Verbesserung der Bestimmtheit ist in der Verordnungsermächtigung ein Bezug zu den für die Ausweisung des Netzausbaugebietes maßgeblichen Kriterien erforderlich. Diese Kriterien können z. B. technischer bzw. wirtschaftlicher Art sein und etwa auf bestimmte Intensitäten der Netzengpässe oder Mindesthöhen für Redispatchkosten abstellen. Nur auf der Grundlage derartiger verbindlich festgelegter Kriterien sind auch die in § 36c Absatz 6 vorgesehene Evaluierung und daraus folgende Änderungen der Verordnung möglich.

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu.

Die Kriterien zur Festlegung des Netzausbaugebiets sind in § 36c Absatz 2 und 3 EEG 2016 geregelt. Mit der Verordnung soll von diesen Vorgaben nicht abgewichen werden dürfen. Vor diesem Hintergrund erscheint die Erweiterung der Verordnungsermächtigung nicht erforderlich.

28. Zu Artikel 1 Nummer 42 Buchstabe d (§ 95 Nummer 6 EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 42 ist Buchstabe d zu streichen.

Begründung:

Mit der Änderung wird § 95 Nummer 6 EEG 2014 beibehalten. In § 95 Nr.6 ist eine Verordnungsermächtigung für eine Grünstromvermarktung geregelt. Die neu eingeführte Grünstromkennzeichnung ersetzt nicht die Notwendigkeit eines echten Vermarktungsmodells. Aus diesem Grund ist die Verordnungsermächtigung beizubehalten. Der Bundesrat verweist in diesem Zusammenhang auch auf seinen Beschluss vom 16. Oktober 2015 Drucksache 408/15 (B).

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu.

Der Vorschlag zielt darauf ab, die Verordnungsermächtigung des EEG 2014 für ein Nachfolgeinstrument zum Grünstromprivileg zu erhalten. Der Entwurf der Bundesregierung zum EEG 2016 sieht eine Streichung dieser Verordnungsermächtigung vor. Denn die bisherige Verordnungsermächtigung nach § 95 Nummer 6 EEG 2014 setzt voraus, dass eine entsprechende Verordnung mit Europarecht vereinbar ist und insbesondere nicht dazu führt, dass im Ausland erzeugter Strom über das EEG gefördert werden muss, dass sie keine Mehrbelastung für die EEG-Umlage bedeutet (Kostenneutralität) und dass sie energiewirtschaftlich sinnvoll ist. Die Modelle, die seit Inkrafttreten des EEG 2014 zur Umsetzung dieser Verordnungsermächtigung vorgeschlagen worden sind, wurden geprüft. Ergebnis ist, dass die vorgeschlagenen Modelle die oben genannten Voraussetzungen zum Erlass einer Verordnung nicht erfüllt haben (die entsprechenden Gutachten sind auf der Homepage des BMWi veröffentlicht). Es besteht daher kein Anlass, die Verordnungsermächtigung fortzuführen.

Der Gesetzentwurf ermöglicht jedoch durch die regionale Grünstromkennzeichnung nach § 79a EEG 2016 regionale Stromtarife. Er kommt damit dem Anliegen des Bundesrats aus seinem Beschluss vom 16. Oktober 2015 Drucksache 408/15 (B) entgegen.

29. Zu Artikel 1 Nummer 44 (§ 97 Absatz 01 – neu – EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 44 ist dem § 97 Absatz 1 folgender Absatz 01 voranzustellen:

„(01) Die Bundesregierung evaluiert die Auswirkungen der Änderung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes zum 1. Januar 2017 sehr frühzeitig und legt dem Bundestag bis zum 31. Dezember 2017 einen

ersten Erfahrungsbericht vor. Darin berichtet sie insbesondere

1. über die Auswirkungen der Neuparametrierung der Referenzstandorte sowie der Korrekturfaktoren für Windenergie an Land,
2. über die Verteilung der Zuschläge auf die Regionen in Deutschland – getrennt nach Solar- und Windenergie an Land sowie zusätzlich für das Netzausbaugebiet und
3. darüber, wie viele Bürgerenergiegesellschaften eine Förderung erhalten haben.

Sofern festgestellt wird, dass der Erhalt der Akteursvielfalt und der Bürgerenergie sowie ein bundesweiter Zubau von Windenergieanlagen an Land an windstarken Standorten mit effizienter Technologie gefährdet sind, werden umgehend Vorschläge für Gesetzes- bzw. Verordnungsänderungen erarbeitet, die die Fehlanreize abstellen.“

Begründung:

Es ist dringend erforderlich, dass eine transparente und frühzeitige Evaluation insbesondere hinsichtlich der Auswirkungen der Neuparametrierung der Referenzstandorte und der Korrekturfaktoren sowie der Folgewirkungen der Umstellung auf den Erhalt der Akteursvielfalt und der Bürgerenergie erfolgt. Sie muss mit einer zwingenden, raschen Anpassung bei festgestellten Fehlanreizen verbunden werden.

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu.

Es bestehen bereits aufgrund der gegenwärtigen gesetzlichen Regelung ausreichende Monitoringverpflichtungen. Beispielsweise muss die Bundesregierung nach § 97 Satz 1 EEG 2014 bis zum 31. Dezember 2018 einen Erfahrungsbericht vorlegen. In diesem Erfahrungsbericht werden selbstverständlich auch die Erfahrungen mit den Regelungen im EEG 2016 dargestellt. Eine frühere Evaluierung wie vom Bundesrat vorgeschlagen ergibt aus Sicht der Bundesregierung keinen Sinn, weil bis zum Ende des Jahres 2017 noch nicht ausreichend Erfahrungen etwa mit den Ausschreibungen oder den Regelungen zur Bürgerenergie vorliegen werden. Gleichwohl wird die Bundesregierung die Entwicklung kontinuierlich beobachten und ihre Erkenntnisse dazu auch veröffentlichen. Im Übrigen werden zahlreiche Information beispielsweise zu den Ausschreibungen fortlaufend veröffentlicht.

30. Zu Artikel 1 Nummer 47 Buchstabe a (§ 101 Absatz 1 EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 47 ist Buchstabe a wie folgt zu fassen:

„a) Absatz 1 wird aufgehoben.“

Begründung:

Die in § 101 Absatz 1 festgelegten Regelungen stellen einen Eingriff in den Investitionsschutz von Anlagen, die nach dem 31. Juli 2014 und vor dem 1. Januar 2015 in Betrieb genommen worden sind und in den Bestandsschutz von Anlagen, die vor dem 31. Juli 2014 in Betrieb genommen worden sind, dar. Entsprechend sind die Regelungen zur Höchstbemessungsleistung zu streichen.

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu.

Die Begrenzung der vergütungsfähigen Strommenge auf die Höchstbemessungsleistung besteht bereits seit dem EEG 2014. Mit dem EEG 2014 wurden die Vergütungen für neue Biogasanlagen gegenüber früheren Fassungen des EEG deutlich reduziert, um die Förderung kosteneffizienter zu machen. Die Regelung zur Höchstbemessungsleistung verhindert, dass diese Absenkung der Vergütung umgangen wird, indem die Stromerzeugung von bestehenden Anlagen, die teilweise deutlich höhere Förderansprüche als Neuanlagen haben, ausgeweitet wird (keine Flucht in das EEG 2009 oder in das EEG 2012).

Die Regelung greift allerdings weder in den Bestandsschutz noch in Investitionen ein. Die förderfähige Strommenge wird auf die tatsächlich erreichte Höchstbemessungsleistung bis Ende 2013 begrenzt oder auf 95 Prozent der installierten Leistung am 31. Juli 2014 – je nachdem, welcher Wert höher ist. Bestandsanlagen, die ihre Leistung in der Vergangenheit sehr gut ausfahren konnten, werden durch die erste Variante

in ihrem Bestand geschützt. Alle anderen Bestandsanlagen, die ihre Leistung aus verschiedenen Gründen nicht so weit ausschöpfen konnten, werden durch die großzügige pauschale Annahme von 95 Prozent der installierten Leistung in ihrem Bestand geschützt.

Dies gilt erst recht für Anlagen, die nach dem 31. Juli 2014 und vor dem 1. Januar 2015 in Betrieb genommen worden sind. Bei diesen Anlagen stand eine schutzwürdige Erweiterung gar nicht erst im Raum. Sonst hätten sie von vornherein mit einer entsprechend höheren Leistung geplant und in Betrieb genommen werden können.

31. Zu Artikel 1 Nummer 50 Buchstabe d (§ 104 Absatz 3 Satz 1 EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 50 Buchstabe d ist in § 104 Absatz 3 Satz 1 das Wort „Schwarzlauge“ durch die Wörter „Ablaugen aus der Zellstoffgewinnung“ zu ersetzen.

Begründung:

Die Ergänzung dient der Klarstellung, dass die Regelung sowohl für Ablaugen aus dem Sulfit- als auch aus dem Sulfatprozess gilt und damit gleiche Wettbewerbsbedingungen für beide Arten der Zellstoffproduktion gewährleistet.

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu.

Nach dem Gesetzentwurf können auch bestehende Biomasseanlagen künftig einmalig eine Anschlussvergütung für weitere zehn Jahre erhalten, wenn sie erfolgreich an einer Ausschreibung teilgenommen haben. Es dürfen jedoch nur Biomasseanlagen an Ausschreibungen teilnehmen, deren installierte Leistung nicht höher als 20 MW ist. Durch diese Begrenzung soll erreicht werden, dass keine Anlagen gebaut oder weiterbetrieben werden, die derart groß sind, dass ihr Betrieb nicht vertretbare Auswirkungen auf Natur und Landschaft hätte. Zugleich soll verhindert werden, dass wenige sehr große Anlagen einen sehr hohen Anteil am Ausschreibungsvolumen eines Jahres in Anspruch nehmen und dadurch kleinere Akteure benachteiligen.

Die bestehenden Anlagen in Deutschland, die Schwarzlauge – also die Ablauge, die beim Sulfatverfahren der Zellstoffherstellung anfällt – verstromen, haben eine installierte Leistung über 20 MW. Sie haben daher nicht die Möglichkeit, über Ausschreibungen eine Anschlussvergütung zu erhalten.

Dieser Nachteil soll durch die Anschlussvergütung nach § 104 Absatz 3 EEG 2016 ausgeglichen werden. Danach ist vorgesehen, den zwanzigjährigen Vergütungszeitraum für bestehende Anlagen, die Schwarzlauge verstromen, einmalig um weitere zehn Jahre zu verlängern. Dies soll es auch den bestehenden Schwarzlaugeanlagen ermöglichen, sich langfristig auf einen Betrieb ohne EEG-Vergütung umzustellen. Um dies anzureizen und da die Anschlussvergütung hier nicht wettbewerblich ermittelt wird, wird die bisherige Vergütung im Anschlusszeitraum jährlich reduziert.

Die Anlagen der Zellstoffherstellung, die das Sulfitverfahren nutzen, sind hingegen kleiner als 20 MW und haben somit Zugang zu der Ausschreibung für Biomasse-Bestandsanlagen. Bei erfolgreicher Teilnahme an der Ausschreibung haben daher auch Anlagen mit Sulfitverfahren eine zehnjährige Anschlussförderung, und zwar zu einem fixen Zuschlagspreis, also – anders als die Anlagen mit Schwarzlauge – ohne degressive Ausgestaltung.

Nach Auffassung der Bundesregierung bietet der Gesetzentwurf daher allen Anlagen, die Ablaugen aus der Zellstoffgewinnung einsetzen – also sowohl für Anlagen mit Sulfat- als auch für solche mit Sulfitverfahren – vergleichbare Bedingungen, ohne dass Wettbewerbsverzerrungen zu befürchten sind.

32. Zu Artikel 1 Nummer 53 Buchstabe b Doppelbuchstabe bb (Anlage 3 Nummer I Nummer 5 EEG 2016)

In Artikel 1 Nummer 53 Buchstabe b ist Doppelbuchstabe bb wie folgt zu fassen:

„bb) Nummer 5 wird aufgehoben.“

Begründung:

Die flexible und bedarfsgerechte Stromproduktion ist eine energie- und volkswirtschaftliche Grundanforderung an die Bioenergie. Sofern die anzulegenden Werte dieser Anlagen nicht signifikant erhöht werden sollen, ist die volumenmäßig uneingeschränkte Förderung der Flexibilität aller Biomasseanlagen, die zukünftig betrieben werden, zu fördern. Dementsprechend ist der in Anlage 3 Nummer I Nummer 5 EEG verankerte Deckel von 1 350 MW zu streichen.

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu.

Die installierte Leistung von Biogasanlagen, die vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen wurden, wurde in der Zeit von August 2014 bis April 2016 insgesamt um ca. 143 Megawatt erhöht. Das bedeutet, dass der Deckel von 1.350 Megawatt für die Flexibilitätsprämie erst zu ca. 11 Prozent ausgeschöpft ist. Bis der Deckel erreicht ist, werden aller Voraussicht nach noch viele Jahre vergehen. Zugleich rechnet die Bundesregierung damit, dass bestehende Biomasseanlagen die Möglichkeit nutzen werden, durch Ausschreibungen eine Anschlussvergütung zu erhalten. In diesem Fall gelten die Bestandsanlagen dann als Neuanlagen. Neuanlagen können keine Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen. Dadurch sinkt der Bestand an Anlagen, die die Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen können, und für die der Deckel überhaupt relevant werden kann. Neuanlagen – dazu zählen auch Bestandsanlagen in der Anschlussvergütung – erhalten statt der Flexibilitätsprämie einen Flexibilitätszuschlag. Dieser ist nicht gedeckelt.

33. Zu Artikel 1 allgemein

Der Bundesrat bittet, im weiteren Gesetzgebungsverfahren zu prüfen, inwieweit ein Vergütungssystem für die Stromerzeugung durch Verbrennung von „Altholz“ zur Begleitung eines Vergütungssystemwechsel von der EEG-Förderung hin zu einem alternativen Finanzierungssystems etabliert werden kann.

Begründung:

Nach den Regelungen des Gesetzentwurfs dürfen keine Heizkraftwerke, die Altholz verbrennen, an einer Ausschreibung teilnehmen. Dementsprechend erhalten diese Kraftwerke nur den Börsenpreis, wenn sie Strom verkaufen. Dieser liegt derzeit bei rund 3,5 Cent pro Kilowattstunde. Laut Marktanalyse Biomasse des BMWi betragen die Stromgestehungskosten jedoch über 8 Cent pro Kilowattstunde. Folglich ist deren Betrieb unwirtschaftlich. Auf Grund des Kreislaufwirtschaftsgesetzes ist die thermische Verwertung von Altholz jedoch aus volkswirtschaftlicher Sicht, insbesondere in Hinblick der Entlastung von Kommunen, die die Entsorgungskosten für Biomasse zu tragen haben, anzustreben. Um den Übergang zu einem alternativen Vergütungssystem zur Verwertung von Altholz, welches bspw. über die Abfallgebühren getragen werden kann, zu begleiten, sollte ein System zur Übergangsförderung für diese Biomasseanlagen etabliert werden. Andernfalls droht unmittelbar die Stilllegung dieser Anlagen, die in kürzester Zeit demontiert und ins Ausland verkauft werden könnten. Aus volkswirtschaftlicher Sicht wäre ein deutlicher Anstieg der Verwertungskosten für „Altholz“ zu erwarten.

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu.

Nach dem Gesetzentwurf ist vorgesehen, die Förderung für die Stromerzeugung aus Altholz nach Auslaufen der bisherigen Förderzusagen aus dem EEG zu beenden. Da die Inbetriebnahmen der Altholzkraftwerke in die Anfangsjahre des EEG fallen, läuft die Förderung für diese Anlagen im Zeitraum nach 2020 bis etwa 2026 aus. Nach Inkrafttreten des EEG 2016 bleiben daher noch vier Jahre und damit ausreichend Zeit, damit sich Kommunen darauf einrichten und beispielsweise Gebührenverordnungen anpassen können.

Für Altholz besteht bereits heute eine Verwertungspflicht nach dem Kreislaufwirtschaftsgesetz und der Altholzverordnung. Danach ist Altholz Abfall, der stofflich oder energetisch zu verwerten ist. Die Verwertungspflicht ist also spezialgesetzlich im Ordnungsrecht geregelt.

Die EEG-Förderung führt aber derzeit dazu, dass nicht die Verursacher von Altholz die Kosten für die

ordnungsgerechte Entsorgung zahlen müssen. Vielmehr können – umgekehrt – Altholzkraftwerke aufgrund der EEG-Förderung den Altholzverursachern Geld für das Altholz zahlen. Die Kosten der Altholzentsorgung werden dadurch über die EEG-Umlage von den Stromverbrauchern getragen. Das ist nicht verursachergerecht.

Schwankungen des Altholzpreises und des Altholzaufkommens sind zudem grundsätzlich nichts Ungewöhnliches im Altholzmarkt. Insbesondere wenn eine Änderung des Förderregimes – wie vom Bundesrat vorgeschlagen – langfristig angekündigt wird, ist damit zu rechnen, dass sich der Altholzmarkt darauf einstellt.

Vor diesem Hintergrund hält die Bundesregierung eine Übergangsregelung für nicht erforderlich. Eine solche Übergangsregelung wäre – auch unter Berücksichtigung der Strommarkterlöse, der vergleichsweise geringen Förderung von Altholzanlagen und auch bei Unterstellung einer Degression – mit erheblichen Mehrkosten für das EEG verbunden.

34. Zu Artikel 2 (§ 3 Nummer 6 WindSeeG)

In Artikel 2 sind § 3 Nummer 6 die Wörter „darunter fallen auch ausgewiesene Testfelder und Pilotflächen zur Erprobung innovativer Gründungsstrukturen und Offshore-Anlagen," anzufügen.

Begründung:

Das Abstellen der Begrifflichkeit auf eine Windenergieanlage auf See ist zu eng. Es kann sinnvoll sein, auch im Rahmen eines Flächeneinsatzes von mehreren Windkraftanlagen Innovationen zu entwickeln. Dies sollte nicht von vornherein ausgeschlossen sein.

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu.

Die Frage, wo Prototypen errichtet werden können, kann nicht in der Begriffsbestimmung für Prototypen geklärt werden.

Im Übrigen verweist die Bundesregierung auf Nummer 37.

35. Zu Artikel 2 (§ 26 Absatz 1 WindSeeG)

In Artikel 2 sind in § 26 Absatz 1 die Wörter „Gebotsterminen 1. März 2017 und 1. Dezember 2017" durch die Wörter „Gebotsterminen 1. Juni 2017 und 1. Juni 2019" zu ersetzen.

Begründung:

Mit der Änderung wird vorgeschlagen, einen zeitlich längeren Abstand der zwei Auktionen im Übergangssystem vorzusehen und die beiden Ausschreibungen Mitte 2017 und in 2019 durchzuführen. Damit ist es möglich, in der zweiten Ausschreibungsrunde Kostensenkungspotentiale mit den Erfahrungen der ersten Runde zu realisieren und eine Kontinuität bei der Netzanbindung sicherzustellen.

Die Bundesregierung prüft derzeit, wie der Ausbau der Windenergie auf See kurzfristig mit der Netzanbindung und dem Netzausbau an Land besser synchronisiert werden kann. Dies betrifft die Übergangsphase bis zum Beginn des zentralen Modells. Auch in dieser Zeit soll erreicht werden, dass der auf See erzeugte Strom bis an Land und weiter zum Verbraucher transportiert wird.

36. Zu Artikel 2 (§ 71 Satzteil vor Nummer 1 WindSeeG)

In Artikel 2 ist in § 71 Satzteil vor Nummer 1 das Wort „ohne" durch das Wort „mit" zu ersetzen.

Begründung:

Die Ausgestaltung der weiteren technischen Umsetzung der Offshore-Windenergie durch die konkrete Ausgestaltung der Verordnungsermächtigung ist noch nicht absehbar und bedarf einer engen Abstimmung mit den Ländern. Aus diesem Grund ist eine Beteiligung der Länder vorzusehen.

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu.

Bei der Ausgestaltung der Verordnungsermächtigungen hat sich die Bundesregierung von den grundgesetzlich vorgesehenen Zustimmungserfordernissen leiten lassen. Ungeachtet dessen werden die Länder auch ohne formales Zustimmungserfordernis fachlich einbezogen werden, falls die Bundesregierung von den Verordnungsermächtigungen Gebrauch macht.

37. Zu Artikel 2 allgemein

Der Bundesrat bittet

a) festzulegen, dass für den Flächenentwicklungsplan für die Windenergie auf See alle zwei Jahre ein Monitoring veröffentlicht wird,
b) festzulegen, dass die Vorarbeiten zur Bereitstellung von Flächen im zentralen System bei der Windenergie auf See jährlich dokumentiert werden,
c) das „Eintrittsrecht“ mit den Unternehmen der Windenergie-auf-See-Branche zu überprüfen, um die Klagegefahr gegen das WindSeeG zu minimieren,
d) die Prototypenregelung für Testfelder/Pilotflächen sowie zur Erprobung innovativer Gründungsstrukturen, Offshore-Anlagen und für Offshore-Netzanbindungskonzepte zu erweitern. Erste Prototypen sollen schon vor 2020 installiert werden können.

Begründung:

Zu Buchstabe a:

Turnusmäßig wird der Flächenentwicklungsplan nur alle vier Jahre fortgeschrieben, Fehlentwicklungen müssen kurzfristiger behoben werden können – ansonsten droht der 'Fadenriss'. Dazu bedarf es gegebenenfalls auch Anregungen der Öffentlichkeit, der Länder oder der Unternehmen der Windenergie auf See-Branche.

Zu Buchstabe b:

Die Arbeiten des BSH für die Flächen zur Ausschreibung im zentralen System sind ebenfalls essentiell für den kontinuierlichen Ausbau der Windenergie auf See. Auch bei ihrem Fortschritt ist die (Fach-) Öffentlichkeit regelmäßig einzubinden, um etwaige Fehlentwicklungen frühzeitig nachsteuern zu können.

Zu Buchstabe c:

Die im WindSeeG vorgesehenen Regelungen zum Eintrittsrecht genügen laut Branche nicht zur Kompensation der Vorleistungen in der Windpark auf See-Entwicklung. Da bei nicht ausreichender Kompensation Klagen gegen das WindSeeG zu erwarten sind, sollte die Regelung durch den Bund in Zusammenarbeit mit der Branche nachgebessert werden.

Zu Buchstabe d:

Die Prototypenregelung des WindSeeG ist über die bestehende Regelung hinaus zu erweitern, da nur so alle relevanten Innovationen gefördert und die internationale Wettbewerbsfähigkeit und Wertschöpfung am Standort Deutschland gesichert werden können.

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu.

Zu Buchstabe a: Der Flächenentwicklungsplan wird nach § 8 Absatz 2 WindSeeG mindestens alle vier Jahre fortgeschrieben. Er kann im gegenseitigen Einvernehmen vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) und der BNetzA auch häufiger geändert oder fortgeschrieben werden. Zudem lösen bestimmte Entwicklungen, z.B. wenn sich eine Fläche bei der Voruntersuchung als ungeeignet erweist,

eine Fortschreibung aus. Die Bundesregierung sieht es daher als ausreichend gesichert an, dass der Flächenentwicklungsplan auf Entwicklungen reagiert. Zugleich sollte der Flächenentwicklungsplan als zentrales Planungsinstrument einen stabilen, vorhersehbaren Rahmen bilden.

Zu Buchstabe b: Nach Abschluss der Voruntersuchung werden Unterlagen zu der Fläche für die entsprechende Ausschreibung umfassend zur Verfügung gestellt. Für weitere Dokumentationspflichten des BSH sieht die Bundesregierung keinen Bedarf.

Zu Buchstabe c: Stellungnahmen der Branche zu den Regelungen des Eintrittsrechts wurden bei der Verbändeanhörung so weit wie möglich berücksichtigt

Zu Buchstabe d: Netzkapazitätszuweisungen für Prototypen und ihre Errichtung bis Ende 2020 sind mit dem Ausbauziel von 6,5 GW bis 2020 nicht vereinbar. Ein Ausbauziel von 7,7 GW bis 2020 ist gesetzlich nicht vorgesehen.

Für die Zeit ab 2021 prüft die Bundesregierung, ob im WindSeeG perspektivisch die Errichtung von Prototypen auch außerhalb kommerzieller Windparks ermöglicht werden sollte, und wird gegebenenfalls im weiteren Verfahren entsprechende Regelungsvorschläge vorlegen. Dabei ist zu beachten, dass zusätzliche Kapazitäten bei Offshore-Anbindungsleitungen nicht geschaffen werden.

38. Zu Artikel 6 Nummer 2 (§ 3 Nummer 18b und Nummer 32 EnWG)

In Artikel 6 ist Nummer 2 wie folgt zu fassen:

'2. § 3 wird wie folgt geändert:

a) In Nummer 18b … (weiter wie Regierungsvorlage Nummer 2)

b) In Nummer 32 werden nach dem Wort „einschließlich“ die Wörter „Offshore-Anbindungsleitungen und“ eingefügt.'

Begründung:

Der Gesetzentwurf regelt bzw. fasst grundlegende Bestimmungen zum Netzanschluss von Offshore-Anbindungsleitungen nach den § 17a ff EnWG neu, ohne dass der Rechtscharakter der Offshore-Anbindungsleitungen im EnWG hinreichend definiert wird, nämlich ob diese Leitungen lediglich Anschlussleitungen oder so genannte Stichleitungen zugunsten eines Kraftwerksparks sind und/oder ob sie ein eigenständiges Transportnetz darstellen. Da mit der Neufassung des § 17d Absatz 1 Satz 1 EnWG (Artikel 6 Nummer 9 des Gesetzentwurfs) der Begriff „Leitungen“ durch den Begriff „Offshore- Anbindungsleitungen“ ersetzt werden soll, ist im EnWG eine Klarstellung des Begriffs „Offshore-Anbindungsleitung“ erforderlich und geboten. Es bedarf in § 3 Nummer 32 EnWG einer Klarstellung dahin gehend, dass nicht lediglich grenzüberschreitende, sondern auch eine oder mehrere Offshore-Anbindungsleitungen ein Übertagungsnetz bilden können.

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu.

Einer gesetzlichen Klarstellung bedarf es nicht. Der Begriff der Offshore-Anbindungsleitung ist in § 2 Absatz 3 des Bundesbedarfsplangesetzes definiert. Es handelt sich um Anbindungsleitungen von den Offshore-Windpark-Umspannwerken zu den Netzverknüpfungspunkten an Land. Gemäß § 17d Absatz 1 Satz 3 EnWG sind Offshore-Anbindungsleitungen ab dem Zeitpunkt ihrer Fertigstellung Teil des Energieversorgungsnetzes. Sie gehören folglich zum Übertragungsnetz. Auch die Praxis der Erteilung von Netzbetriebsgenehmigungen bestätigt diesen Befund, da mehrere Bundesländer Genehmigungen zur Aufnahme des Betriebs eines Energieversorgungsnetzes (Übertragungsnetzes) gemäß § 4 EnWG bereits erteilt haben.

39. Zu Artikel 6 Nummer 4 (§ 13 EnWG)

Der Bundesrat stellt fest, dass die Bundesregierung mit der Einführung eines Instruments zur Nutzung zuschaltbarer Lasten dem Bundesrat in seiner Auffassung (vgl. BR-Drucksache 542/15 – Beschluss -) gefolgt ist, dass es sinnvoller ist, regional auf Grund von Netzengpässen abgeregelten Strom aus erneuerbaren Energien zu nutzen, als ihn nicht zu produzieren. Der Bundesrat begrüßt daher ausdrücklich die Einführung eines Systems der zuschaltbaren Lasten.

Der Bundesrat stellt jedoch fest, dass die vorgesehene Regelung zu kurz greift und lediglich auf bestehende KWK-Anlagen zugeschnitten ist. Der Bundesrat fordert die Bundesregierung daher auf, das Instrument der zuschaltbaren Lasten technologieoffener zu gestalten, um eine breitere Anwendung in den Sektoren Speicherung, Wärme, Verkehr und Industrie zu ermöglichen. Dabei soll eine zusätzliche Kostenbelastung der Netzentgelte verhindert werden.

Des Weiteren sollte die Regelung verpflichtend eingeführt werden, sodass die Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit der Zuschaltung von Lasten systematisch nutzen, bevor erneuerbare Stromerzeugungsanlagen abgeregelt werden.

Begründung:

Die vorgeschlagene Regelung zu den zuschaltbaren Lasten bezieht lediglich KWK-Bestandsanlage ein. Diese Regelung würde zu zusätzlichen Kostenaufschlägen der Netzentgelte führen und damit das eigentliche Ziel, der Nutzung des abgeregelten Stroms und einer Kostenentlastung durch Nutzung von zuschaltbaren Lasten, nicht erreicht. Es sollte ein wettbewerbliches Verfahren um die zuschaltbaren Lasten eingeführt werden, welches technologieoffen ausgestaltet ist und zur Kostensenkung beiträgt.

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag in dieser Form nicht zu.

Grundsätzlich können Übertragungsnetzbetreiber bereits nach § 13 Absatz 1 Nummer 2 EnWG vertragliche Vereinbarungen zu zuschaltbaren Lasten zur Netzstabilisierung abschließen. Diese Regelung ist nicht auf einzelne Sektoren beschränkt. § 13 Absatz 4a und 4b EnWG sieht vor, dass die Bundesregierung nähere Anforderungen an zuschaltbare Lasten und das Verfahren der Beschaffung in einer Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundestages regeln kann.

Die Regelung im Gesetzentwurf in § 13 Absatz 6a EnWG beschränkt sich auf bestehende KWK-Anlagen, insbesondere kommunale KWK-Anlagen mit Wärmenetzen und industrielle KWK-Anlagen mit Prozesswärme.

Hintergrund ist, dass durch die Nutzung der bestehenden KWK-Anlagen und der nachgelagerten Wärmeversorgung in zweifacher Hinsicht eine Entlastungswirkung für das Stromnetz erreicht werden kann. Diese Entlastungwirkung für das Stromnetz ergibt sich dadurch, dass die Betreiber der KWK-Anlagen bei Abruf der zuschaltbaren Last ihre Stromerzeugung in der KWK-Anlage herunterfahren und für die Wärmebereitstellung vorübergehend Strom nutzen (Power-to-Heat), der ihnen vom Übertragungsnetzbetreiber geliefert wird. Es würde also in einer Region mit Netzengpässen die konventionelle Stromerzeugung reduziert und die Last erhöht, so dass weniger Strom über die Übertragungsnetze abtransportiert werden muss. Um dieselbe Entlastungswirkung für das Stromnetz zu erzielen, müssten Speicher und andere Lasten in einem erheblich größeren Umfang ihre Last erhöhen.

Die vorgesehene Nutzung von bestehenden KWK-Anlagen und deren nachgelagerte Wärmeversorgung ist eine kostengünstige Möglichkeit, um zuschaltbare Lasten zu nutzen und in das bestehende Netzengpassregime einzubinden. Im Rahmen des Redispatch werden die KWK-Anlagenbetreiber wirtschaftlich so gestellt, als ob ihre Anlagen nicht abgeregelt worden wären. Dies bedeutet auch, dass die KWK-Anlagenbetreiber dem Übertragungsnetzbetreiber bei der Abregelung die eingesparten Brennstoffkosten erstatten müssen. Dadurch entstehen Einnahmen, die die Netzentgelte entlasten. Bei längerfristiger Betrachtung ist zu erwarten, dass sich die Kosten für die Power-to-Heat-Anlagen und die eingesparten Brennstoffkosten ausgleichen. Zugleich werden durch die eingesparten Brennstoffe die CO_2-Emissionen reduziert.

Die von der Bundesregierung vorgeschlagene Regelung in § 13 Absatz 6a EnWG sieht auch keine Privilegierung der Lasten bei Steuern, Abgaben und Umlagen oder eine besondere Vergütung für die Heranziehung der Lasten vor. Es soll lediglich eine reine Kostenerstattung im Rahmen des Redispatch nach § 13a Absatz 2 bis 4 EnWG erfolgen und keine darüber hinausgehende Vergütung der Lasten beim Abruf.

Die Regelung im Gesetzentwurf in § 13 Absatz 6a EnWG kann die Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Norddeutschland wirksam verringern. Nach ersten Analysen der BNetzA reicht das Potential an bestehenden KWK-Anlagen und deren nachgelagerter Wärmeversorgung aus, um die Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen aufgrund von Netzengpässen derzeit und in den nächsten Jahren signifikant zu reduzieren.

Durch die Einführung des § 13 Absatz 6a EnWG wird daher zunächst die Möglichkeit geschaffen, auf freiwilliger Basis über vertragliche Vereinbarungen die bestehenden KWK-Anlagen und deren nachgelagerte Wärmeversorgung als zuschaltbare Last ins Netzengpassmanagement einzubinden. Bei der Auswahl der bestehenden KWK-Anlagen müssen die Übertragungsnetzbetreiber sich nach § 13 Absatz 6a EnWG auf die Anlagen beschränken, die am kostengünstigsten und effizientesten den Netzengpass beseitigen können.

Sofern von dieser Möglichkeit nicht in einem ausreichenden Maß Gebrauch gemacht werden sollte, sieht § 13i Absatz 3 Nummer 4 EnWG die Möglichkeit vor, dass die Bundesregierung durch Rechtsverordnung weitere Regelungen zu den vertraglichen Vereinbarungen festlegt und die Übertragungsnetzbetreiber zur Nutzung dieses Instruments verpflichtet.

Der freiwillige Ansatz erscheint jedoch zunächst vorzugswürdig, da die Übertragungsnetzbetreiber einen Vorteil durch diese Maßnahme haben (sie erleichtert den Übertragungsnetzbetreibern das Netzengpassmanagement und erhöht die Sicherheit des Systems) und eine Verpflichtung nur des Übertragungsnetzbetreibers nur Wirkung entfalten kann, wenn der Vertragspartner (also der KWK-Anlagenbetreiber) zum Abschluss einer solchen vertraglichen Vereinbarung bereit ist.

40. Zu Artikel 6 Nummer 7 Buchstabe a (§ 17b Absatz 1 Satz 4 – neu – EnWG)

a) In Artikel 6 ist Nummer 7 Buchstabe a wie folgt zu fassen:

‚a) Dem Absatz 1 werden folgende Sätze angefügt:

„Dabei sind insbesondere … (weiter wie Regierungsvorlage Buchstabe a). Anhand dieser Ziele soll eine Verteilung der erforderlichen Offshore-Anbindungsleitungen für die Jahre 2021 bis 2024 erfolgen.“ ‘

b) Der Bundesrat bittet zudem, sicherzustellen, dass mit dem Offshore-Netzentwicklungsplan 2025 der Netzanschluss NOR-3-3 zur Fertigstellung 2021 im Herbst 2016 durch die Bundesnetzagentur bestätigt wird.

Begründung:

Der Netzausbau auf See muss insbesondere in den Jahren von 2021 bis 2024 in ausreichendem Maß weitergehen. Nur so ist das Ziel der Bundesregierung zu erreichen, je Jahr 730 Megawatt auf See zuzubauen. Auch lässt sich nur so der „Fadenriss“ bei der Windenergie auf See vermeiden. Er brächte für Unternehmen in ganz Deutschland Insolvenzgefahr, Arbeitsplatz- und Wertschöpfungs-Verluste sowie den Verlust von Exportchancen. Wichtig dabei ist, dass der Netzanschluss NOR-3-3 zur Realisierung im Jahr 2021 mit dem O-NEP 2025 rechtzeitig im Herbst 2016 bestätigt wird, so dass die TenneT TSO GmbH ihn bis Ende 2016 beauftragen kann. Geschieht dies nicht, fehlt ausreichender Wettbewerb für die Ausschreibungen und ebenso, wenn der Netzausbau auf See in den Folgejahren ausbleibt.

Der Bundesrat hält einen Gleichlauf des Ausbaus von Windenergie auf See und des Netzes auf See und an Land ebenso wie die Bundesregierung für erstrebenswert. Er gibt aber zu bedenken, dass dies in der Praxis schwer erreichbar ist und die Gefahr besteht, den vorgesehenen Ausbau zu drosseln, mitsamt seiner negativen Folgen. Der Bundesrat bittet deshalb, einen ausreichenden Vorlauf beim Netzausbau zu gewährleisten und die enormen Chancen für die deutsche Industrie in der Zukunftsbranche der Windenergie auf See nicht zu riskieren.

Die Bundesregierung prüft derzeit, wie der Ausbau der Windenergie auf See kurzfristig mit der Netzanbindung und dem Netzausbau an Land besser synchronisiert werden kann, ohne dabei die vorgesehenen

Zubaumengen für Wind auf See von 15 Gigawatt bis 2030 infrage zu stellen. Dies betrifft die Übergangsphase bis zum Beginn des zentralen Modells. Auch in dieser Zeit soll erreicht werden, dass der auf See erzeugte Strom bis an Land und weiter zum Verbraucher transportiert wird.

41. Zu Artikel 6 Nummer 9 (§ 17d Absatz 1 Satz 1 und Satz 1a – neu – EnWG)

In Artikel 6 Nummer 9 ist § 17d Absatz 1 wie folgt zu ändern:

a) In Satz 1 sind nach dem Wort „haben“ die Wörter „zu gewährleisten, dass“ einzufügen sowie die Wörter „zu errichten und zu betreiben“ durch die Wörter „errichtet und betrieben werden“ zu ersetzen.

b) Nach Satz 1 ist folgender Satz einzufügen:

„Der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber kann die Errichtung und den Betrieb der Offshore-Anbindungsleitung auf einen Betreiber von Übertragungsnetzen übertragen.“

Begründung:

Angesichts der Praxis, Offshore-Anbindungsleitungen als Geschäftsfeld für Beteiligungsgesellschaften zu öffnen und durch separate Übertragungsnetzbetreiber zu betreiben, bedarf es in § 17 d Absatz 1 Satz 1 EnWG einer Rechtsgrundlage, damit ein Übertragungsnetzbetreiber ohne Regelzonenverantwortung an Stelle des anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreibers eine Offshore-Anbindungsleitung errichten und betreiben kann. Analog der Regelung in § 12 Absatz 1 Satz 2 EnWG, wonach Übertragungsnetzbetreiber die Regelverantwortung für ihre Netze auf einen Betreiber von Übertragungsnetzen übertragen können, ist klarzustellen, dass der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber unter Wahrung seiner Netzanschlussverpflichtung einen Teil seiner Regelverantwortung, die Errichtung und den Betrieb der Anbindungsleitung, auf separate Übertragungsnetzbetreiber übertragen kann.

Der Betrieb des Übertragungsnetzes erfolgt gleichwohl innerhalb einer Regelzone, die der Netzregulierung unterliegt. Mit der Fertigstellung der Anbindungsleitung wird das Energieversorgungsnetz und damit zugleich auch die Regelzone des anbindungsverpflichteten Übertragungsnetznetzbetreibers bis zum Standort des Offshore-Windparks, dem seeseitigen Anbindungspunkt, erweitert (§ 17d Absatz 1 Satz 3 EnWG). Eine im Zuge der Fertigstellung oder nach der Fertigstellung erfolgte Aufteilung dieses erweiterten Netzgebiets auf mehrere Übertragungsnetzbetreiber bzw. das Zusammenwirken mehrerer Übertragungsnetzbetreiber in einer Regelzone, wonach die Antragstellerin die Anbindungsleitung ohne Regelverantwortung betreibt, steht einer Vereinbarung zur Übertragung der Regelverantwortung nach § 12 Absatz 1 Satz 2 EnWG, quasi als „Insichgeschäft“, gleich. Eine solche Konstellation ist im EnWG nicht geregelt. Angesichts dieser Regelungslücke ist die vorgeschlagene Klarstellung erforderlich.

Die Bundesregierung stimmt dem Vorschlag nicht zu.

Das EnWG ermöglicht es bereits heute, dass Beteiligungsgesellschaften einzelne oder mehrere Offshore-Anbindungsleitungen errichten und betreiben. Dies bestätigt die Praxis der Erteilung von Netzbetriebsgenehmigungen, da mehrere Bundesländer Genehmigungen zur Aufnahme des Betriebs eines Energieversorgungsnetzes (Übertragungsnetzes) gemäß § 4 EnWG bereits erteilt haben.

42. Zum Gesetzentwurf insgesamt

a) Der Bundesrat betrachtet mit großer Sorge, dass die Anzahl und der Umfang von Einspeisemanagement- und Redispatchmaßnahmen in den letzten Jahren stetig zugenommen haben. Insbesondere Abregelungen von regenerativen Stromerzeugungsanlagen stehen diametral zu den energie- und klimapolitischen Zielen der Energiewende und müssen daher konsequent minimiert werden.

b) Der Bundesrat bekräftigt in diesem Zusammenhang, dass Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen nur als Übergangsinstrument dienen können. Zur Integration von regenerativen Stromerzeugungsanlagen stellt der Netzausbau die wirtschaftlichste Lösung dar. Folglich muss der Beschleunigung des Netzausbaus zur Beseitigung potenzieller Netzengpässe oberste Priorität eingeräumt werden.

c) Die bestehenden, knappen Netzkapazitäten werden derzeit in nicht unerheblichem Maße durch konventionelle must-run-Kraftwerksleistung belegt. Dies trägt dazu bei, dass Netzbetreiber in zunehmendem Maße die Option für Einspeisemanagementmaßnahmen nutzen müssen. Um auch bei potenziellen Netzengpasssituationen den gesetzlichen Vorrang für erneuerbaren Energien in den Stromnetzen so weit wie möglich gewährleisten zu können, bittet der Bundesrat, im weiteren Gesetzgebungsverfahren zu prüfen, wie der konventionelle must-run unter Beachtung der Erfordernisse eines sicheren Netzbetriebs effektiv abgesenkt werden kann. Um den betroffenen Akteuren die benötigte Rechtssicherheit zu gewährleisten, erscheint es aus Sicht des Bundesrates notwendig, auf gesetzlicher Grundlage eine exakte und transparente Definition der sogenannten sonstigen Stromerzeuger, die am Netz bleiben müssen, vorzunehmen. In diesem Zusammenhang sollte auch geregelt werden, dass die Gründe und der Umfang von Abregelungen regenerativer Stromerzeugungsanlagen detailliert und ohne Zeitverzug veröffentlicht werden müssen.

d) Vor dem Hintergrund, dass die aktuelle Ausgestaltung der Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen Ineffizienzen aufweist und zu vermeidbaren zusätzlichen Kosten und CO_2-Emissionen führt, bittet der Bundesrat die Bundesregierung zudem, zeitnah wirksame Maßnahmen zur Optimierung des Engpassmanagements umzusetzen.

e) Aktuell werden Pumpspeicheranlagen nur in wenigen Ausnahmefällen zu Redispatchmaßnahmen herangezogen. Der Bundesrat bedauert, dass die Potenziale eines netzdienlichen Einsatzes von Pumpspeicheranlagen nicht effizient genutzt werden und bittet die Bundesregierung, zeitnah eine Neuregelung der entsprechenden gesetzlichen Regelungen vorzunehmen. Dabei muss insbesondere sichergestellt werden, dass für Speicheranlagen und insbesondere Pumpspeicheranlagen auskömmliche Vergütungsregeln festgelegt werden. Der Bundesrat verweist in diesem Zusammenhang auch auf seinen Beschluss in BR-Drucksache 542/15 (Beschluss), in dem gefordert wird, dass Pumpspeicheranlagen im Falle einer beantragten Stilllegung regelmäßig als systemrelevant eingestuft und in die Netzreserve überführt werden.

Begründung:

Durch die räumlichen Veränderungen der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur innerhalb des deutschen Strommarkts und die Verzögerungen beim Ausbau der Übertragungsnetzkapazitäten, insbesondere von Nord- nach Süddeutschland, hat der Redispatchbedarf in den vergangenen Jahren stark zugenommen. Auf Grund des derzeit noch zu verzeichnenden hohen konventionellen must-runs werden dabei vermehrt auch regenerative Stromerzeugungsanlagen im Rahmen des Einspeisemanagements nach § 14 EEG herangezogen. Die Abregelung von regenerativen Stromerzeugungsanlagen steht jedoch im Widerspruch zu den energie- und klimapolitischen Zielen der Energiewende und führt dazu, dass die poteziell nutzbare regenerative Stromerzeugung nicht vollständig ausgeschöpft werden kann. Um dieser Entwicklung entgegen zu steuern, ist eine umfassende Prüfung von Maßnahmen zur Absenkung des konventionellen must-runs notwendig. Ziel muss es sein, den konventionellen must-run auf das für die Netzstabilität notwendige Maß zu minimieren. In diesem Zusammenhang bedarf es auch einer eindeutigen und rechtssicheren Definition der in § 14 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 EEG angeführten „sonstigen Stromerzeuger“, die zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems am Netz verbleiben dürfen. Weiterhin ist zu konstatieren, dass die Transparenz der Einspeisemanagementmaßnahmen bislang ungenügend ist. Wichtig wäre daher, dass – insbesondere wenn bei einer Abregelung von regenerativen Stromerzeugungsanlagen gleichzeitig konventionelle Stromerzeugungsanlagen am Netz verbleiben – der Grund und der Umfang der Einspeisemanagementmaßnahme detailliert ohne Zeitverzug veröffentlicht wird.

Durch die starke Zunahme an Netzeingriffen sollten darüber hinaus Maßnahmen zur Optimierung des kurativen Engpassmanagements geprüft werden. Dies betrifft insbesondere das Potenzial für eine klimaneutrale Abwicklung der Netzeingriffe, indem anstelle der Hochregelung von konventionellen Kraftwerken hinter dem Engpass die dort vorhandenen EE-Strommengen zum physikalischen und bilanziellen Ausgleich der Netzeingriffe genutzt werden. Hier bieten sich insbesondere die EE-Stromerzeugungsanlagen an, die sich nicht in der Direktvermarktung befinden und folglich von den Übertragungsnetzbetreibern auf Basis der Ausgleichsmechanismusverordnung vermarktet werden. Wenn diese Strommengen im Falle sich abzeichnender Engpässe nicht am Strommarkt vermarktet, sondern direkt zur Abdeckung des positiven Redispatchbedarfs hinter dem Engpass verwendet werden, kann das Hochregeln von konventionellen Kraftwerken und die dabei entstehenden CO_2-Emissionen wirksam vermieden werden. Die vermiedenen

Kosten können zudem als zusätzliche Einnahme auf dem EEG-Konto verbucht werden und so im Hinblick auf die EEG-Umlage entlastend wirken.

Ein weiterer Punkt betrifft die optimale Ausnutzung des verfügbaren Redispatchpotenzials. Infolge eines Urteils des OLG Düsseldorf werden Pumpspeicheranlagen derzeit nur in Ausnahmefällen beim Redispatch eingesetzt – unabhängig davon, ob der Einsatz aus netztechnischer und ökonomischer Sicht effizient wäre. Es bedarf daher zeitnah einer gesetzlichen Regelung, die die Kritik des OLG Düsseldorf aufgreift und insbesondere auskömmliche Vergütungsregelungen für den Einsatz von Pumpspeicheranlagen beim Redispatch schafft.

Aus Sicht der Bundesregierung ist es ein wichtiges Ziel, die netzengpassbedingten Abregelungen von Erneuerbare-Energien-Anlagen zu verringern. Der Gesetzentwurf sieht hierfür auch konkrete Maßnahmen vor, unter anderem nach § 13 Absatz 6a EnWG die Flexibilisierung der bestehenden KWK-Anlagen und die Nutzung der nachgelagerten Wärmeversorgung in Netzengpasssituationen sowie die Beschränkung des Windzubaus in dem Netzausbaugebiet. Die Bundesregierung prüft zudem weitere Maßnahmen, um den Redispatchbedarf in Deutschland zu verringern.

Die Bundesregierung teilt die Meinung des Bundesrats, dass der Netzausbau die wirtschaftlichste Lösung zur Verringerung der Netzengpassmaßnahmen ist und daher der Beschleunigung des erforderlichen Netzausbaus oberste Priorität einzuräumen ist. Die Bundesregierung hat in den vergangenen Jahren mehrfach Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus ergriffen. Zuletzt ist am 31. Dezember 2015 das Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus in Kraft getreten.

Bereits im Weißbuch des BMWi „Ein Strommarkt für die Energiewende“ wurde ausführlich dargelegt, dass konventionelle Mindesterzeugung die Integration erneuerbarer Energien erschweren kann. Daher hat die Bundesregierung bereits Maßnahmen zur Verringerung der konventionellen Mindesterzeugung auf den Weg gebracht. So hat die Beschlusskammer 6 der BNetzA am 23. November 2015 jeweils ein Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung (Az. BK6-15-158) sowie für Minutenreserve (Az. BK6-15-159) eröffnet. Darüber hinaus soll nach § 63 Absatz 3 Buchstabe a EnWG (neu), der durch das Strommarktgesetz eingeführt werden soll, die BNetzA erstmals zum 31. März 2017, dann zum 30. November 2019 und dann mindestens alle zwei Jahre einen Bericht über die Mindesterzeugung veröffentlichen. Dieser stellt auch die Faktoren dar, die die Mindesterzeugung in den letzten zwei Jahren maßgeblich beeinflusst haben, sowie den Umfang, in dem die Einspeisung durch diese Mindesterzeugung beeinflusst worden ist. Auf Grundlage des Berichtes kann der Bedarf für weitere Maßnahmen ermittelt werden. Aus Sicht der Bundesregierung sind aktuell keine darüber hinausgehenden Maßnahmen möglich.

Die Bundesregierung prüft, inwieweit das aktuelle Redispatch- und Einspeisemanagementregime effizient ist. Im Rahmen eines laufenden Forschungsvorhabens wird untersucht, wie die Netzengpassbewirtschaftung operativ effizienter und kostengünstiger gestaltet werden kann. Gemäß der Ausschreibung werden die Forschungsnehmer hierbei die Auswirkungen möglicher Änderungsvorschläge auf die CO_2-Emissionen berücksichtigen.

Mit dem Strommarktgesetz soll ferner klargestellt werden, dass Pumpspeicherwerke auch künftig zum Redispatch herangezogen werden können. Dabei werden sämtliche Kosten und Auslagen ersetzt, die ihnen durch die Inanspruchnahme entstehen. Dies schließt auch Erzeugungsauslagen, Opportunitätskosten und anteiligen Werteverbrauch ein. Sie werden für ihren Einsatz somit so gestellt, wie sie gestanden hätten, wenn sie nicht in Anspruch genommen worden wären. Die Neuregelung der Redispatch-Vergütung trägt der Entscheidung des OLG Düsseldorf vollumfänglich Rechnung. Welche Anlagen als systemrelevant ausgewiesen werden, richtet sich ausschließlich nach netztechnischen Kriterien. Betroffen sind ausschließlich stilllegungsbereite Kraftwerke, bei denen die Analyse der Übertragungsnetzbetreiber ergibt, dass Ihre Stilllegung zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit des Energieversorgungssystems führen würde. Eine abstrakte Ausweisung der Systemrelevanz von bestimmten Anlagentypen kann danach nicht erfolgen.

43. Zum Gesetzentwurf insgesamt

Ausbau der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Stromleitungen beschleunigen

Die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende kann nur erfolgreich verlaufen, wenn die geplanten Stromleitungsausbauten in Deutschland schnellstmöglich realisiert werden. Eine besondere Bedeutung für den Stromtransport vom Norden in den Süden kommt dabei den geplanten Gleichstromübertragungssystemen zu, die in Bundeszuständigkeit genehmigt werden sollen. Diese Leitungen sollen die größten Übertragungsleistungen von Nord nach Süd bewältigen. Dazu gehören auch die im Korridor C geplanten SuedLink-Leitungen, die Schleswig-Holstein mit Bayern und Baden-Württemberg verbinden sollen.

Der Bundesrat fordert die Bundesregierung auf, eine beschleunigte Realisierung dieser Leitungsprojekte durch einen Projektsteuerungsprozess unter Leitung des Bundeswirtschaftsministeriums in Kooperation mit den von der Trasse betroffenen Ländern und den Übertragungsnetzbetreibern sicherzustellen. Ziel dieses Prozesses muss es sein, eine Inbetriebnahme dieser Systeme spätestens bis zum Ende des Jahres 2022 zu erreichen.

Begründung:

Die von Vorhabenträgern jüngst angekündigte Verschiebung des SuedLink Projektes auf den angeblich frühestmöglichen Inbetriebnahmezeitpunkt im vierten Quartal 2025 ist nicht akzeptabel und kann nur als ein Alarmsignal verstanden werden. Die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegte und von der Bundesnetzagentur bestätigte Netzausbauplanung, die auch die Grundlage für das Bundesbedarfsplangesetz bildet, weist den ländergrenzüberschreitenden großen Gleichstromkorridoren den mit Abstand größten Anteil an Übertragungsleistung zu. Die bundesrechtliche Zuständigkeitszuweisung und die Einrichtung einer neuen Abteilung in der Bundesnetzagentur für die Genehmigung dieser Projekte ist seinerzeit insbesondere damit begründet worden, dass damit eine beschleunigte Genehmigung erreicht werden könne. Dieses proklamierte Ziel droht nun massiv verfehlt zu werden.

Während in den Ländern, wie z. B. in Schleswig-Holstein und Niedersachsen erfolgreich hochrangige Steuerungsprozesse zur Beschleunigung der Genehmigungs- und Realisierungsprozesse geschaffen wurden, fehlt es an vergleichbaren hochrangigen politischen Steuerungsverfahren bei den Verfahren, die in Bundeszuständigkeit genehmigt werden sollen.

Den Verzögerungsankündigungen der Übertragungsnetzbetreiber muss schnellstmöglich durch eine koordinierte politische Projektsteuerung unter Führung des Bundes und unter Einbeziehung der betroffenen Länder begegnet werden. Durch eine abgestimmte Nutzung aller Handlungsoptionen erscheint dann eine Inbetriebnahme der SuedLink Leitung noch bis zum Jahr 2022 erreichbar.

Die Bundesregierung prüft verschiedene Möglichkeiten zur Beschleunigung des erforderlichen Netzausbaus. Hierzu kann auch ein Steuerungsprozess für die geplanten Gleichstromübertragungssysteme wie SuedLink dienen. Nach den zum Jahreswechsel in Kraft getretenen Erdkabelregelungen gilt auch für SuedLink der neue Erdkabelvorrang. Zur Umsetzung dieses Erdkabelvorrangs hat die BNetzA im April 2016 ein Positionspapier vorgelegt, auf dessen Grundlage die Vorhabenträger die weitere Planung zügig fortsetzen und die Anträge auf Bundesfachplanung stellen können.

44. Zum Gesetzentwurf insgesamt

Der Bundesrat bittet, im weiteren Gesetzgebungsverfahren im Gesetz an geeigneter Stelle eine Ermächtigung zum Erlass einer oder mehrerer Rechtsverordnungen mit Zustimmung des Bundesrates für das BMWi vorzusehen, mit der oder denen regulatorische Experimentierklauseln geschaffen werden können, um neue Problemlösungen insbesondere bei der Sektorenkopplung zu erproben.

Begründung:

Mit dem „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) werden Modellprojekte zur Vorbereitung auf die zukünftige Energiewelt vorbereitet, mit ihren wachsenden Anteilen fluktuierender Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie.

In der Förderbekanntmachung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie zur Förderung von Forschung, Entwicklung und Demonstration „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) vom 19. Januar 2015 findet sich der Hinweis:

„Innerhalb des Schaufensters können ggf. auch neue regulatorische Ansätze erprobt werden“ (Ziffer 2.2, Seite 5).

Von den Partnern verlangt die Ausschreibung darüber hinaus explizit die Bereitschaft, innerhalb der Modellregion im Rahmen der gesetzlichen Regelungen neue Rahmenbedingungen zu schaffen und z. B. auf Basis von Experimentierklauseln bzw. durch Verwaltungshandeln zu erproben (Ziffer 8.1.1., Seite 11). Dementsprechend basieren im Vertrauen auf Experimentierklauseln viele Teilprojekte der SINTEG-Projekte auf Rahmenbedingungen, die das geltende Recht nicht ermöglicht.

Um den intendierten Erkenntnisgewinn der SINTEG-Projekte nicht zu gefährden und die geplanten Investitionen tatsächlich auch auszulösen, sind also kurzfristige gesetzliche Anpassungen nötig. Es bietet sich an, eine allgemeine Verordnungsermächtigung für Demonstrationsvorhaben zu schaffen. In den Verordnungen sollen insbesondere die im Einzelnen zu benennenden Anpassungstatbestände in Bezug auf Netzentgelte, EEG-Umlage und gegebenenfalls Stromsteuer sowie sonstige staatlich induzierte oder regulierte Strompreisbestandteile geregelt werden. Das laufende Gesetzgebungsverfahren bietet die Chance, rechtzeitig vor dem Start der SINTEG-Projekte die notwendigen Voraussetzungen zu schaffen.

Das Erfordernis der Zustimmung des Bundesrates sollte enthalten sein, da die Regelungen entwicklungsoffen ausgestaltet sind und gegebenenfalls auch zustimmungsbedürftige Bereiche betroffen sein können.

Die Bundesregierung prüft derzeit auf Basis entsprechender Bedarfsmeldungen der Schaufenster-Konsortien, inwieweit eine Verordnungsermächtigung für regulatorische Experimentierklauseln für Demonstrationsvorhaben eingeführt werden soll. Die bereits erfolgten Rücksprachen mit den Konsortien haben gezeigt, dass der Erfolg von SINTEG an sich nicht von der Einführung einer solchen Klausel abhängt. Gleichwohl gibt es Gründe, eine solche Klausel zu schaffen, um den Schaufenstern den Auftrag zu erleichtern, eine Welt mit bis zu zeitweise 100 Prozent Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien vorwegzunehmen. Dabei sind jedoch komplexe regelungstechnische Fragen zu klären und wettbewerbsrechtliche Aspekte zu berücksichtigen. Die Bundesregierung wird noch in dieser Legislaturperiode eine geeignete Experimentierklausel schaffen.



Satz: Satzweiss.com Print, Web, Software GmbH, Mainzer Straße 116, 66121 Saarbrücken, www.satzweiss.com
Druck: Printsystem GmbH, Schafwäsche 1-3, 71296 Heimsheim, www.printsystem.de
Vertrieb: Bundesanzeiger Verlag GmbH, Postfach 10 05 34, 50445 Köln, Telefon (02 21) 97 66 83 40, Fax (02 21) 97 66 83 44, www.betrifft-gesetze.de
ISSN 0722-8333